

## Секция 7

# ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

## НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ: ПАРАДИГМЫ XXI ВЕКА

Н.П. Запивалов, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Когда все остальное потеряно,  
всё же остается ещё будущее.  
(Кристиан Боуви)

### ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в нефтегазовой индустрии происходят серьезные качественные изменения. В разных странах и регионах они имеют специфический характер, но всё больше довлеет процесс глобализации. Есть предположения, что нефтяной век на планете кончается. Такие утверждения исходят из ошибочного понимания того, что нефть и газ являются невозобновляемыми ресурсами. Однако, углеводородных скоплений в недрах Земли феноменально много, и этот ресурсный источник будет не иссякаем. Если изучить историко-статистические показатели и основные этапы развития нефтяной и газовой промышленности, то мы увидим:

1. Предполагаемые ресурсы и разведанные запасы нефти и газа в мире всё время увеличиваются. Сейчас они оцениваются в 142 млрд т нефти и 150 трлн м<sup>3</sup> газа. В сумме это составляет почти 300 млрд т условного топлива. В Западной Сибири по оценкам зарубежных экспертов запасы нефти увеличились с 7 млрд тонн до 10 млрд тонн. Вероятно, и это тоже не предел, потому что уже добыто 8 млрд тонн.

2. Добыча нефти и газа неуклонно растет. Если в начале XX столетия добывалось всего 22 млн. т нефти, то в 2000 г. добыча нефти достигла 3,33 млрд. т, а газа 2,35 трлн. м<sup>3</sup>. Многие месторождения разрабатываются более 50 лет, и объём добычи из них превышает первоначально подсчитанные запасы. Для доказательства можно привести много примеров. Когда в Татарстане была открыта нефть, её запасы оценивались в 709 млн. тонн. Вроде бы ошибки не было. Однако на сегодняшний день в Татарстане уже добыто 3,0 млрд. тонн нефти, то есть в четыре с лишним раза больше, чем было предсказано. А татарстанские геологи и нефтяники уже продолжительное время стабильно поддерживают высокий уровень добычи. Впечатляющее превышение добычи нефти над расчетными запасами отмечено на ряде месторождений Западной Сибири (Усть-Балыкское, Октябрьское и другие).

Очень часто мы наблюдаем «второе» дыхание месторождений. Нефть в Терско-Сунженском районе (Чеченская республика) начали разрабатывать ещё в конце XIX. За полвека эксплуатации выкачали 100 млн. тонн «черного золота». Затем продуктивность пластов упала в десятки раз. В нефтяных пластах появлялось все больше воды, и добыча стала нерентабельной. Некоторые месторождения не работали 15 лет. Но в 1950-х годах были выявлены новые продуктивные пласты, а высокообводненные скважины вновь начали давать безводную нефть. В результате крупный нефтяной район вернулся на довоенный уровень.

«Вторую жизнь» получило и Ромашкинское месторождение в Татарстане, которое разрабатывают уже более 60 лет. В начале добычи любое месторождение отдает легкие нефтяные фракции, а затем настает черед трудноизвлекаемой «тяжелой» нефти. Но на Ромашкинском месторождении наблюдается ещё одна странность – из скважин вновь начали поступать легкие фракции.

Вместе с тем, с учетом существующего коэффициента извлечения нефти в пластах, ещё остаётся более 60 % запасов. Это огромный резерв, который ещё предстоит осваивать, и не только в XXI веке. Геологи уверенно предполагают и профессионалы рассчитывают, что в Западной Сибири в течение XXI столетия мы получим 10-кратное (если не больше) увеличение промышленных запасов. Инновационные прорывы потребуют новой парадигмы.

### 1. О ТЕОРИЯХ И КОНЦЕПЦИЯХ

Факты, полученные во второй половине XX столетия, в значительной степени противоречат классическим концепциям нефтегазовой геологии.

Как известно, стержнем осадочно-миграционной теории является органическая геохимия, в развитии которой приоритет советских и российских исследователей очевиден. Высокого уровня достигли эти исследования во Франции, США, Китае, Норвегии и других странах. В последние годы широко развито изучение биомаркеров в нефтях и битумоидах. Но геологические выводы на их основе носят противоречивый характер. Примером может служить палеозой Западной Сибири.

Расширение сферы нефтепоисковых работ, выход в новые районы и освоение больших глубин привели к открытию нестандартных бассейнов и нетрадиционных залежей нефти и газа. Оказалось, что многие открытия не вписываются в классические схемы осадочно-миграционной теории нефтегазоносности.

Органическая теория происхождения нефти и в том числе обязательное наличие нефтематеринских толщ имеет сильных оппонентов. Между прочим, ещё А. Деворсен подчеркивал, что нефтематеринские породы теряют своё значение как обязательная предпосылка для практики поисково-разведочных работ. Антиклинальная поисковая методика утратила свою ценность. Свойства коллекторов и покрышек также во многом определяются неоднозначно. Коэффициент успешности в разведке по-прежнему остается низким, а фактор риска высоким, поскольку прогноз и предварительные расчеты ресурсов и запасов часто не находят подтверждения в практической работе. Установлено, что нефть может быть доступна в различных породах и разнообразных условиях. Достаточно успешно развиваются геофлюидодинамические концепции и обновлённая теория фильтрации.

В связи с этим предлагается новое определение «залежи» нефти. Исходя из их фрактально-энтропийных представлений, можно считать, что залежь нефти – это открытая флюидодинамическая система с переменной эксергией, ограниченная порогом протекания и массо-энергопереноса, за пределами которого распространяется другая система (среда).

## 2. О РАЗВЕДКЕ

В американском журнале “Explorer” была размещена небольшая анкета с вопросом для читателей: «Что помогает находить нефть?». Ответы были разные, но многие профессиональные геологи отвечают: – «Идея». Позиция геолога, основанная на идее и новой перспективной концепции – это и есть научная убежденность, как главная составляющая успешного поиска. Конечно же, большую роль играет интуиция, вера в успех, неукротимое желание открыть и получить фонтан нефти. Разумеется, профессионализм играет решающую роль, особенно в тщательном анализе накопленных и вновь получаемых геолого-геофизических материалов. («Сам бог не сумел бы создать ничего, не будь у него материала». Г. Гейне). Всё это объединяется одним словом – работа, работа и работа.

Рассматривая многие новые направления разведки углеводородного сырья (глубокое бурение, шельф, газогидраты и др.) хотелось бы сосредоточить внимание на ФУНДАМЕНТЕ. Перспективы фундамента становятся все более реальными. До недавнего времени “классические” фундаменты на древних и молодых платформах рассматривались как “стерильные” образования. Но факты говорят об обратном. Уже более 500 месторождений обнаружено в фундаментах Америки, Европы, Азии и Австралии в различных породах, включая метаморфические и магматические. Состав, структура и объем фундамента со временем изменяются. В этой связи специальный нефтегеологический термин “фундамент” теряет свой смысл. По-видимому, подлежат пересмотру понятия об осадочных нефтегазоносных бассейнах.

Более 100 нефтяных и газовых залежей уже известны в древних породах «классического фундамента» Западной Сибири (докембрий, палеозой). Здесь толщина палеозойских формаций значительно превышает полную толщину мезозойских пород и несомненно содержит в себе огромные ресурсы нефти и газа. Таким образом, нефтегазоносность фундамента может быть расценена как достижение, сделанное в 20-ом столетии и которое может быть реализовано в широких масштабах в XXI веке.

Следует заметить, что разведка месторождений – это всегда большой геологический и коммерческий риск. Разведочный этап в любой форме должен сопровождаться исследованиями пластовых систем и созданием оперативных флюидодинамических моделей. При этом поиски и разведка могут осуществляться по схеме “Step by step”, чтобы избежать риска и лишних затрат.

Разведочные технологии должны базироваться на новой нефтегеологической парадигме.

## 3. О РАЗРАБОТКЕ

По нашим представлениям, все разрабатываемые нефтяные пласты являются трещинными коллекторами.

Начекаются новые подходы к изучению нефтенасыщенных объектов как динамических систем с быстро меняющимся состоянием: то резко «возбужденным», то близким к стабильному, что особенно характерно в период наложенных техногенных процессов (разведка и разработка).

В России, особенно в Западной Сибири, преобладает использование глубоких гидравлических разрывов пласта и бурение горизонтальных скважин. Эти методы пока оказались оптимальными в условиях ускоренной разработки нефтяных месторождений. Но указанные технологии не обеспечивают полного извлечения нефти из залежи, и месторождения быстро истощаются. Мы должны помнить, что залежь нефти – “живая” система, и нельзя ее “убивать”. Разработка должна вестись экономичными и в тоже время шающимися методами. Необходимо применять реабилитационные циклы. Период активной реабилитации обеспечивает не только релаксацию фильтрационно-емкостных свойств, но и восстановление энергетического потенциала флюидонасыщенных систем. Это необходимо предусматривать в процессе лицензирования. Под активной реабилитацией подразумевается не просто «покой», а допустимое индивидуальное воздействие (лечение) на систему.

## 4. О НОВЫХ ВЗГЛЯДАХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ НАУКЕ И ПРАКТИКЕ

Безусловно, необходима новая научная нефтегеологическая парадигма и, как следствие, разработка новых методик и технологий, основанных на принципах детерминистского хаоса в современной геодинамике («Природа даже в состоянии хаоса может действовать только правильно и слаженно». И.Кант) с учетом геофлюидодинамического мониторинга и фрактального моделирования. В этом суть инновационных подходов. Кстати, сейсморазведка должна решать флюидодинамические задачи, а не только структурные.

Познать динамику состояния природно-техногенных объектов можно только на основе мониторинга. В этом смысле весьма поучительным является создание и реализация комплексного американского проекта по изучению бассейнов Земли – GBRN (Global Basin Research Network) для систематического изучения флюидодинамических процессов в разных районах Земли. В районе Мексиканского залива месторождение Юджин-Айленд было выбрано в качестве полигона, как одно из немногих мест на Земле, где созревание и миграция нефти и газа происходит в настоящее время. GBRN был создан в 1990 г. и включал семь университетов США и четыре компьютерно-информационных центра. Работа получила поддержку крупнейших нефтяных компаний, а также департамента энергетики США, который выделил 30 млн. долл. на три года.

Была поставлена сверхамбициозная задача: разрабатывать новые методы и технологии разведки и разработки нефтегазовых месторождений на основе видения современных динамических процессов.

На полигоне у побережья Луизианы, где расположено гигантское месторождение Мексиканского залива Юджин-Айленд, в блоке 330 получены весьма интересные данные. В результате сейсморазведки, выполненной дважды (1985 и 1988), установлена очаговая изменчивость параметров нефтенасыщенности и движение флюидов. Изменение амплитуд за этот отрезок времени соответствует степени дренирования коллектора, что

позволяет наметить зоны возможных целиков нефти для последующей программы буровых работ на месторождении.

Сейсмический 4D дифференциальный анализ сейсморазведки 1992 г. позволил осуществить детальный (выраженный в объемных параметрах) прогноз инфраструктуры дренажной системы с выделением интервала, не охваченного вытеснением. Как говорят американцы, исследование «живых» геологических явлений направлено на достижение нового их понимания. Принципиально важным достижением этого проекта является доказательство современного активного генезиса новых масс углеводородов в разрабатываемых пластах.

В определенных случаях можно добиться воспроизводства запасов нефти за счет эффективного управления природно-техногенными процессами. Это принципиально новая постановка вопроса в отношении медленно воспроизводимых ресурсов планеты в геологической шкале времени.

В этой связи можно сделать принципиально важный вывод, имеющий большое практическое значение. В период активной разработки многопластовых месторождений в Западной Сибири за счет перетоков в различных направлениях происходит увеличение запасов в отдельных зонах или формирование новых скоплений нефти и газа. Значительную подпитку дают новообразованные массы углеводородов за счет их современного генезиса в активных очагах литосферы. Подобные процессы отмечаются во многих нефтегазоносных районах мира. Эти вновь образованные, вторичные или «техногенные» залежи могут содержать значительные запасы. Необходимо ориентировать разведочные работы на такие объекты, которые могут быть «размазаны» по большому стратиграфическому диапазону. Надо разрабатывать целевые методики для таких работ, которые могут существенно увеличить нефтегазовые запасы Западной Сибири.

В Западной Сибири активный процесс формирования и переформирования залежей продолжается и в настоящее время. Молодой возраст скоплений нефти и газа в фанерозое Западной Сибири отмечается всеми геологами.

Главный вывод. Нефть и газ являются возобновляемыми ресурсами за счет спонтанно активизированных природных и природно-техногенных процессов в земной коре.

В заключение не могу удержаться и цитирую Владимира Высоцкого.

В нас вера есть и не в одних богов!  
 Нам нефть из недр не поднесут на блюде.  
 Освобождение от земных оков  
 Есть цель несоциальных революций.  
 В борьбе у нас нет классовых врагов,  
 Лишь гул подземных нефтяных течений,  
 Но есть сопротивление пластов,  
 Есть ломка старых представлений.  
 Пробились буры, землю вскрыл алмаз –  
 И нефть из скважин бьет фонтаном мысли,  
 Становится энергией масс  
 В прямом и переносном смысле.



Рис. С оптимизмом в будущее

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ МЕТОДОМ БУРЕНИЯ ВТОРЫХ СТВОЛОВ

С.В. Арефьев

Научный руководитель доцент А.В. Ежова  
 Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из способов повышения нефтеотдачи залежей нефти находящихся на третьей стадии разработки является уплотняющее бурение с применением зарезок боковых стволов из скважин, выполнивших свое проектное назначение.

Для повышения эффективности данного геолого-технического мероприятия (ГТМ) необходимо наряду с проведением геолого-промыслового анализа создание геолого-гидродинамических моделей (ГТМ) объектов разработки. Процесс моделирования позволяет с определенной долей достоверности спрогнозировать многовариантность проведения мероприятия, оценить эффективность как конкретного ГТМ, так и участка разработки в целом.

Основными направлениями при выборе объекта для бурения вторых стволов являются:

- определение зон локализации остаточных запасов;
- выбор конструкции «низа» бокового ствола («обычный», горизонтальный);
- определение оптимального направления и траектории проводки ствола в продуктивной части;
- выбор скважин-«доноров» под зарезку.

Также непременным условием в процессе бурения боковых стволов является использование современных технологий бурения и геологической навигации.

Нонг-Еганское месторождение открыто в 1974 году. По результатам опробования, эксплуатации скважин и промыслово-геофизических исследований в пределах Нонг-Еганского месторождения установлены

промышленно-продуктивные пласты БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>7</sub>, Ач и пласт ЮВ<sub>1</sub>. Основные запасы приурочены к залежам пластов БВ<sub>2</sub> и БВ<sub>3</sub>.

На 01.01.2005 г. залежи пластов БВ<sub>2</sub> и БВ<sub>3</sub> находятся в стадии падающей добычи, процент снижения добычи нефти в 2004 г. составил по пластам 17 % и 64,4 % соответственно от максимально достигнутого уровня.

Существенное различие между отборами и обводненностью по залежам пластов, обусловлено различием в структуре запасов (по пласту БВ<sub>3</sub> залежь водоплавающая, по пласту БВ<sub>2</sub> – 67 % запасов сосредоточено в нефтяной зоне пласта).

Залежи пластов БВ<sub>2</sub> и БВ<sub>3</sub> пластово-сводовые. Основные залежи в плане почти полностью совпадают, раздел между ними составляет в среднем 26,4 м (15,4–44,8 м). В пределах залежи пласта БВ<sub>2</sub> выделены две чисто нефтяные зоны, занимающие 40 % площади залежи, залежь пласта БВ<sub>3</sub> полностью водоплавающая.

Пласт БВ<sub>2</sub> достаточно выдержан по площади и разрезу, общая толщина пласта составляет в среднем 13,6 м, толщина проницаемой части 10,4 м, коэффициент песчаности 0,77. Пласт в основном состоит из 3–4 пропластков толщиной до 1,8 м, разделенных глинистыми пропластками толщиной до 1 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 2 м до 17 м, составляя в среднем 6,5 м, водонефтяная зона (ВНЗ) составляет 60 % площади основной залежи, контактные запасы отмечены в половине скважин, в 90 % перемычки менее 2 м.

Пласт БВ<sub>3</sub> характеризуется значительной толщиной проницаемой части составляющей 24,3 м, в т.ч. нефтенасыщенной части 9,3 м. Пласт менее опесчанен (Кпесч. – 0,66) и более расчленен (Красч. – 8,9), средняя толщина пропластков 2,7 м, толщина глинистых пропластков 1,5 м (0,2–14,4 м). Несмотря на высокую расчлененность пласта, он образует единый гидродинамический объект. Залежь водоплавающая, контактные запасы отмечены в 36 % скважин, в 80 % перемычки менее 2 м (таблица).

Таблица

Геолого-физическая характеристика пластов

Показатели	Пласт БВ <sub>2</sub>			Пласт БВ <sub>3</sub>		
	кол-во исслед. скважин	интервал изменения	среднее значение	кол-во исслед. скважин	интервал изменения	среднее значение
Общая толщина, м	394	8,0–24,4	13,6	394	22,0–47,6	37,1
Эффективная толщина, м	394	4,6–21,6	10,4	394	9,2–34,4	24,3
Нефтенасыщенная толщина, м	394	1,2–17,0	6,5	394	1,4–21,0	9,3
Песчанистость, д.ед	394	0,34–1	0,77	394	0,28–0,99	0,66
Расчлененность, ед	394	1–7	3,2	394	1–16	8,9
Толщина глинистого раздела между нефте- и водонасыщенной частью пласта, м	77	0,6–8,4	1,2	218	0,4–8,8	2,0
Проницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> (по ГИС)	392	1–549	196,0	388	1–549	202
(по керну)	11	8–623	172,0	16	1–1041	168,3
Пористость, % (по ГИС)	394	15,0–27,0	22,0	385	15,0–27,0	21
(по керну)	11	16,4–25,1	21,1	16	17,3–23,8	21,1
Остаточная водонасыщенность, %	10	23,5–62,6	30,4	16	20–86	36,8
Нефтенасыщенность, %	364	46,3–70,0	59,0	287	36,4–70	55,6

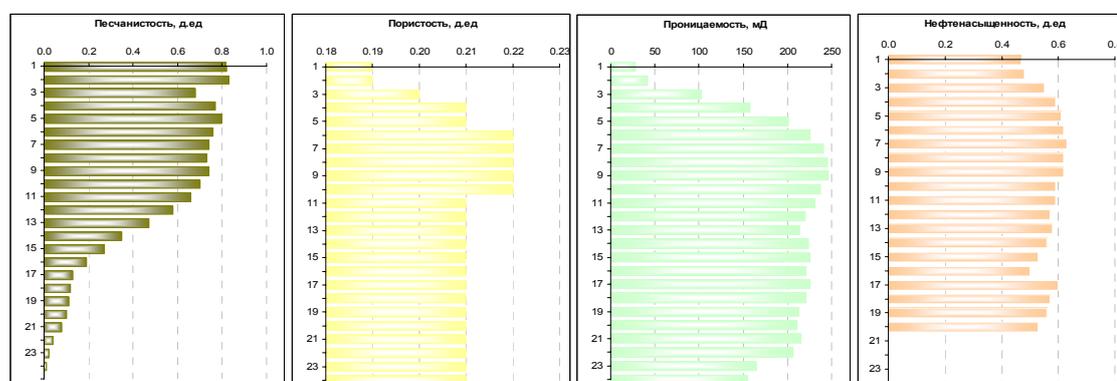


Рис. 1. Геолого-статистические разрезы (пласт БВ<sub>2</sub> основная залежь)

Фильтрационно-емкостные свойства пластов (ФЭС) свидетельствуют о неоднородности по разрезу, при сравнительно близких значениях. Геолого-статистические разрезы дают наглядное представление о вертикальной неоднородности пластов, где прослеживается наличие в кровельной части коллекторов с ухудшенными ФЭС, отделенных от высокопроницаемой части пласта выдержанным (до 2 м) глинистым разделом (рис. 1, 2).

Закономерностью выработки запасов, обусловленной геологическими особенностями, является практическое отсутствие безводного периода добычи, связанного с обводнением от продвижения законтурной воды по высокопроницаемому коллектору ( $K_{п} - 500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), расположенному в подошвенной части пласта. В результате выделяются зоны с максимальными отборами, соответствующие зонам минимальных толщин с проницаемостью менее  $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Активная выработка разреза пластов с высокой проницаемостью, подтверждается результатами промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИС).

По пласту БВ<sub>2</sub> результаты геофизических исследований согласуются с результатами геолого-гидродинамического моделирования, по данным которого хуже всего вырабатывается верхняя часть, которая почти повсеместно отделена от остального пласта глинистой перемычкой. Участки остаточных подвижных запасов нефти сосредоточены именно в этой части пласта.

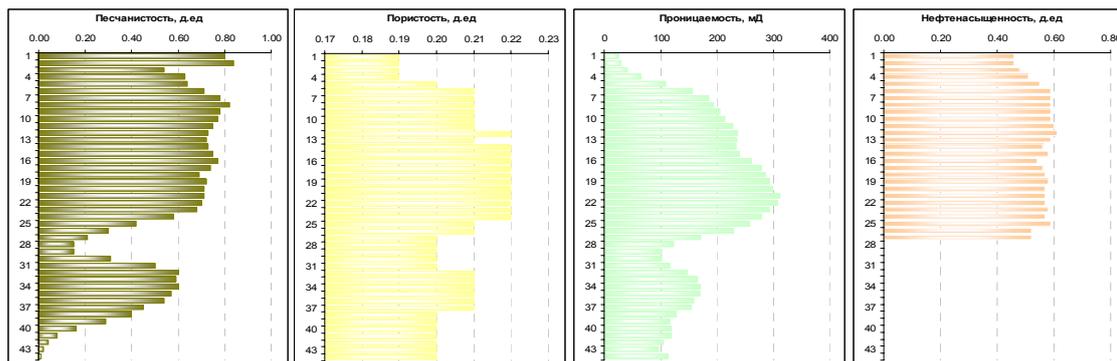


Рис. 2. Геолого-статистические разрезы (пласт БВ<sub>3</sub> основная залежь)

Проведенные ПГИС по пласту БВ<sub>3</sub> не позволяют охарактеризовать особенности выработки запасов. По результатам геолого-гидродинамического моделирования выработка водоплавающей залежи происходит более равномерно, участки с повышенной плотностью остаточных запасов приурочены к верхней части разреза и зонам повышенной расчлененности.

С целью выработки остаточных запасов нефти на Нонг-Еганском месторождении с 2003 года проводится бурение вторых стволов.

В рамках программы ГТМ на 2005 г. были выделены участки для бурения боковых стволов выполнен проект, где с использованием ГТМ обоснованы направления, траектории и профили проводки, оптимальные длины окончаний и режимы эксплуатации вторых стволов.

Выбор оптимального варианта разработки с забуриванием бокового ствола на объект БВ<sub>2</sub> осуществлялся по следующим критериям:

- входной дебит нефти;
- динамика обводнения;
- отбор нефти, жидкости на 1 скв. опер. за пятилетний период;
- дополнительная добыча нефти в целом по участку.

С целью определения зон для уплотняющего бурения были рассмотрены различные варианты, различающиеся траекториями проводки боковых стволов (БС), окончаниями (вертикальные, горизонтальные), профилями проводки стволов в продуктивной части пласта и режимами эксплуатации.

Процесс выбора траектории должен удовлетворять следующим критериям:

- максимальным входным дебитом и накопленной добычей нефти;
- техническими возможностями проводки данной траектории, в случае выявления ограничений происходит итерационный процесс поиска оптимального варианта проводки и показателей разработки.

В 2005 г. на пласт БВ<sub>2</sub> пробурено и введено в разработку 6 боковых стволов с горизонтальным окончанием.

В результате сравнительного анализа выявлено, что для данных участков оптимальным «коридором» проводки горизонтального ствола является 3–4-метровый диапазон в кровле пласта. При проводке БГС в кровельном двухметровом диапазоне с низкими ФЭС получена низкая продуктивность скважин и невозможность создания дополнительного воздействия закачкой. Выявлена интерференция между скважинами, в результате чего при значительных отборах на 1 скв. опер., дополнительная добыча в целом по участку оценивается не более 20 тыс. т.

В целом данный метод показал свою высокую эффективность. Средний прирост дебита нефти составил 55 т/сут, жидкости 96 т/сут, обводненность 49 %. Прирост суточной добычи по месторождению составил 330 т/сут. Из 6 проведенных разрезов одна оказалась неэффективной по причине высокой обводненности (96 %). Боковые стволы пробурены в различных «коридорах» от кровли пласта (2–8 м), средние интервалы перфорации горизонтальной части – 143 м (109–193 м).

На основании полученных результатов была разработана программа бурения вторых стволов на объект БВ<sub>3</sub>, которая в ближайшее время будет реализовываться.

Таким образом, особенности выработки продуктивных пластов, обусловленные их геологическим строением, текущим состоянием разработки, показывают, что остаточные запасы нефти приурочены в основном к верхней части пластов и зонам сильной расчлененности. Процесс проходки при бурении в интервалах пластов вызван осложнениями, в связи с этим на сегодняшний день ведется поиск технологий. Применение современных технологий горизонтального бурения и геологической навигации будет обоснованным только в случае правильного выбора зон с невыработанными запасами на основе геолого-гидродинамических моделей.

## РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДА НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА

С.В. Арефьев

Научный руководитель доцент А.В. Ежова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Представленные результаты получены из решения рядовой задачи по выявлению пропущенных нефтеперспективных объектов в эксплуатационных скважинах юрского фонда с последующей геометризацией залежей и оценкой запасов. Выполненный объем исследований включал обработку материалов по 220 разведочным и 494 эксплуатационным скважинам, расположенным на площади около 2,5 тыс. км<sup>2</sup>, в пределах Кечимовского, Нонг-Еганского, Ключевого, Нивагальского, Покачевского, Северо-Покачевского месторождений, которые находятся на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Задача по оценке насыщения и выявлению нефтеперспективных объектов, определению подсчетных параметров в нижнемеловых отложениях, в первую очередь ачимовской толщи, была реализована в основном по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) и на основе разработанного петрофизического обеспечения интерпретации.

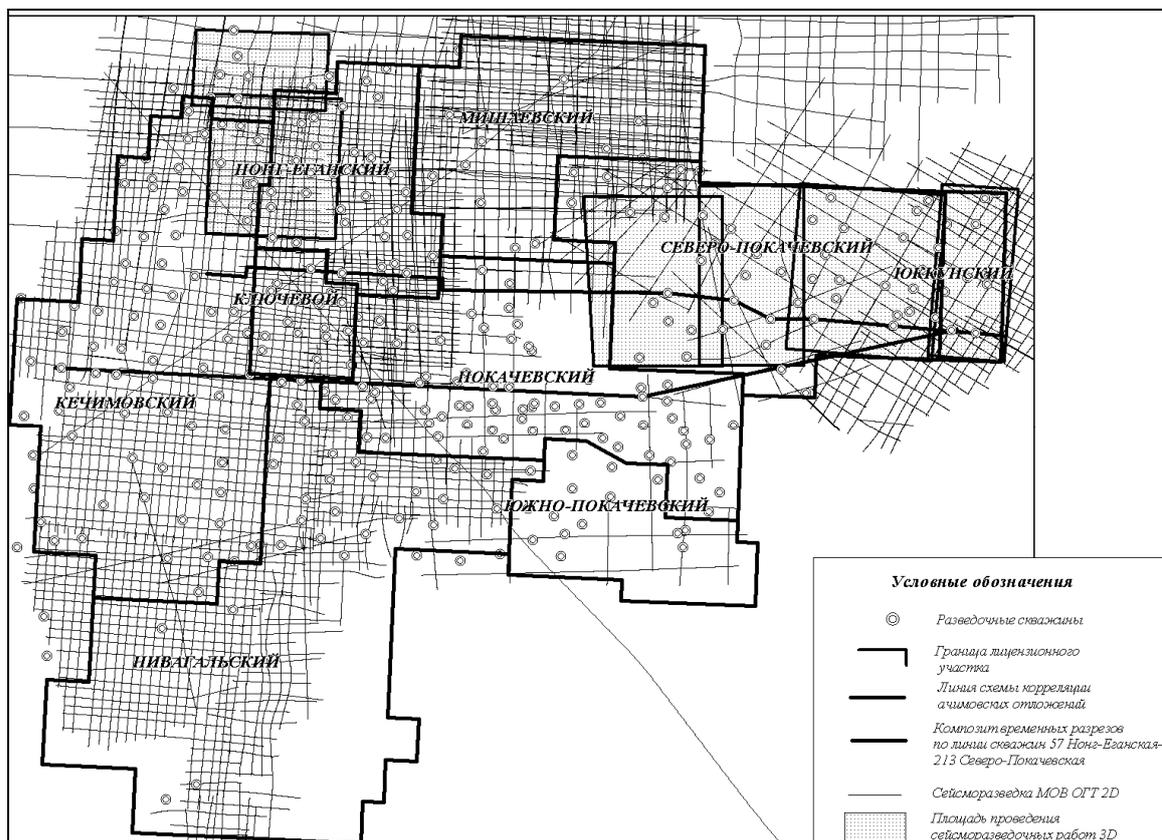


Рис. 1. Схема изученности северо-запада Нижневартовского свода сейсморазведочными работами

Для полной оценки потенциала ачимовских отложений на рассматриваемой территории потребовалась разработка детальной модели геологического строения раннеэоценового комплекса. В основу модели положены материалы выполненных сейсморазведочных исследований поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, которые впервые были обобщены под поставленную задачу.

В целом по территории плотность сейсмических наблюдений можно охарактеризовать как высокую, общий объем сейсморазведочными работами 2D составляет 9540 пог. км профилей, и работами 3D – 630 кв. км. При этом распределение сейсмических профилей по площади неравномерно (рис. 1). Плотность наблюдений 2D в пределах Нонг-Еганского, Мишаевского, Ключевого, Кечимовского, Нивагальского лицензионных участков

превышает 2 км на км<sup>2</sup>. Северо-Покачёвский и Юккунский лицензионные участки почти полностью закрыты площадными работами 3D. Кроме того, в настоящее время проведены полевые работы методом 3D, закрывающие западную половину Нонг-Еганского участка и северо-восточную часть Кечимовского.

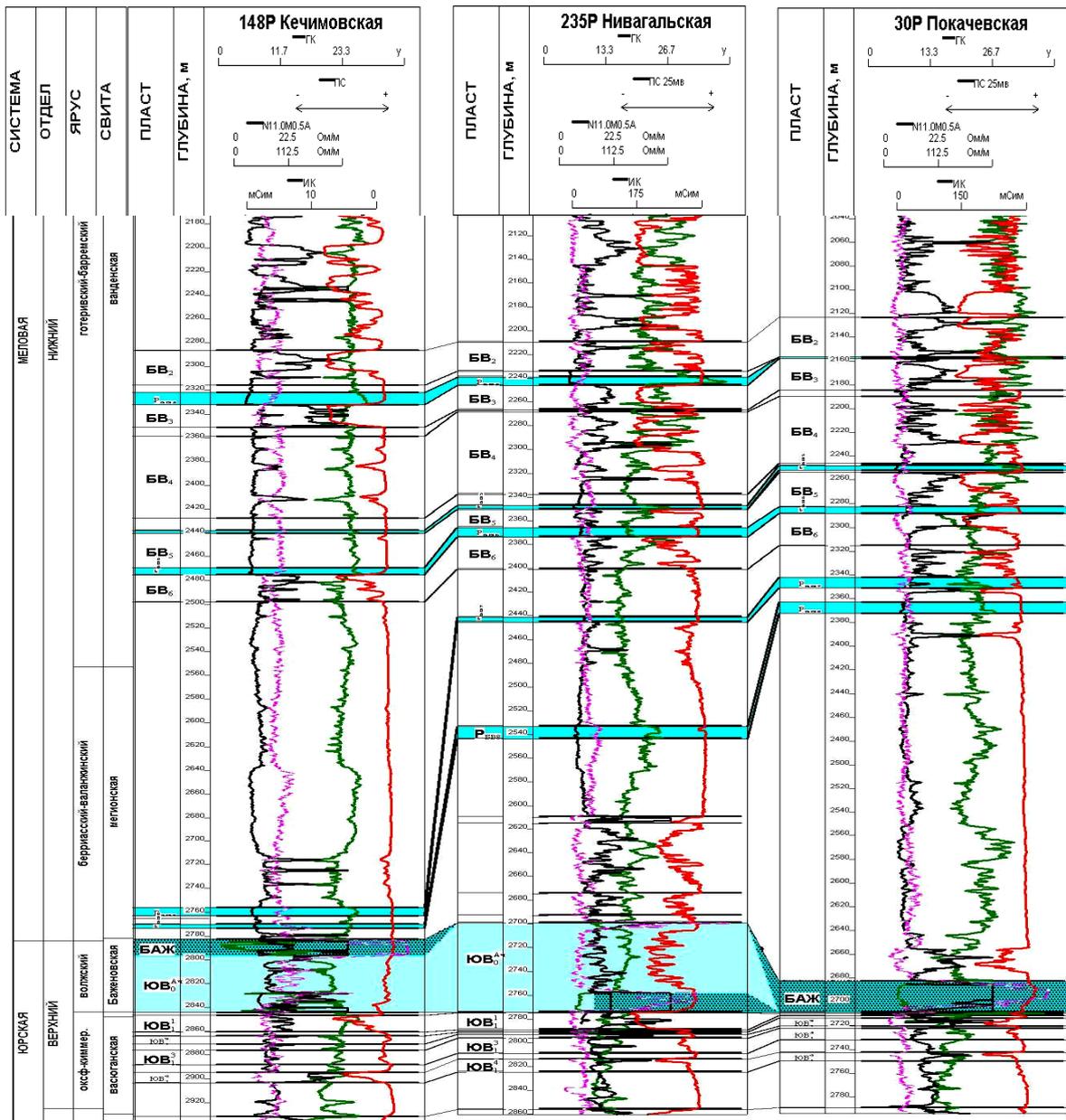


Рис. 2. Схема корреляции по линии скважин -148P (Кечимовская)- 235P (Нивагальская)-30P (Покачевская)

Намного ниже сейсмическая изученность на Покачёвском и Южно-Покачёвском участках. Так, центральная и восточная части изучены по редкой сети сейсмическими работами, проведенными в 70-е и 80-е годы прошлого века. Не закрыта сейсмической съемкой и северная часть Южно-Покачёвского лицензионного участка.

Таким образом, на фоне хорошо изученной сейсмическими работами территории существует слабоизученная зона, требующая дополнительных исследований.

Выполненные работы по геологическому моделированию строения нижнемелового разреза были начаты по территории от Покачевского до Кечимовского месторождения, где на протяжении почти 50 км в широтном направлении площадь исследована разведочными и эксплуатационными скважинами. Высокая изученность бурением позволила уверенно сопоставить разрезы по скважинам Кечимовского, Нивагальского, Ключевого и Покачевского месторождений. В меридиональном направлении детально изучен разрез по скважинам Нивагальского, Ключевого, Нонг-Еганского месторождений. Высокая изученность бурением обеспечивала в свою очередь возможность уверенной интерпретации сейсмических материалов и их использования на участках с низкой изученностью.

Для корреляции разрезов скважин в качестве опорных использованы региональные маркирующие горизонты – это глины кошайской пачки в кровле пласта АВ<sub>1</sub> и битуминозные аргиллиты баженовской свиты.

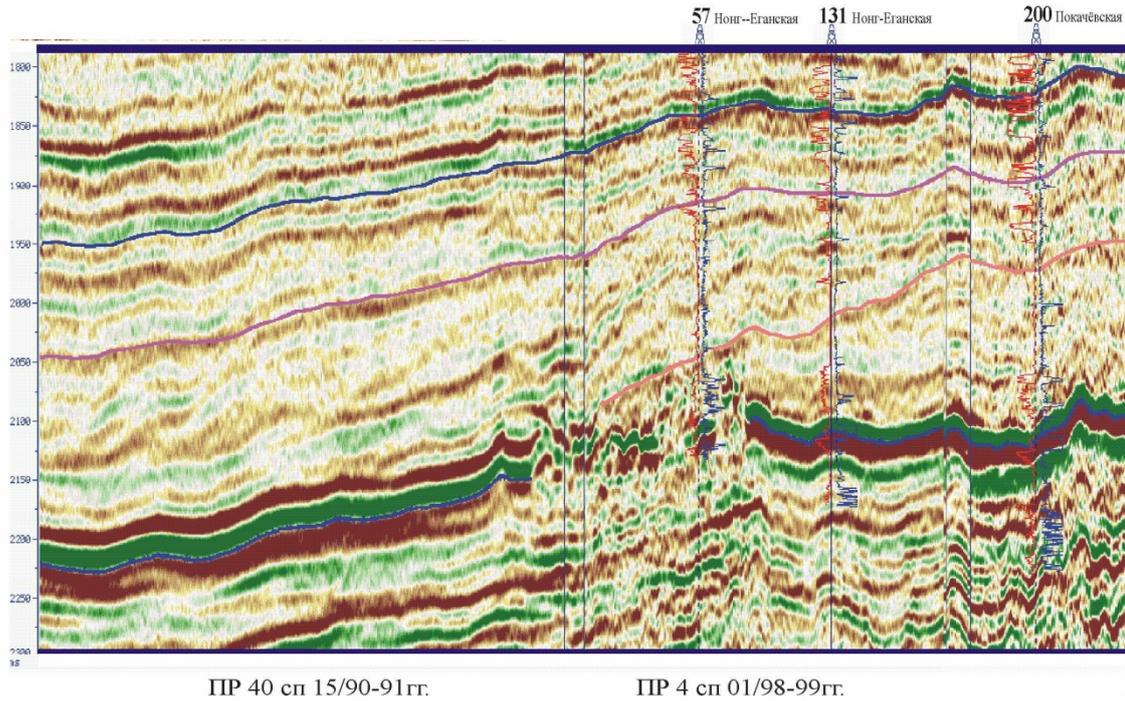


Рис. 3. Композит временных разрезов по линии скважин 57 - 131 - 200

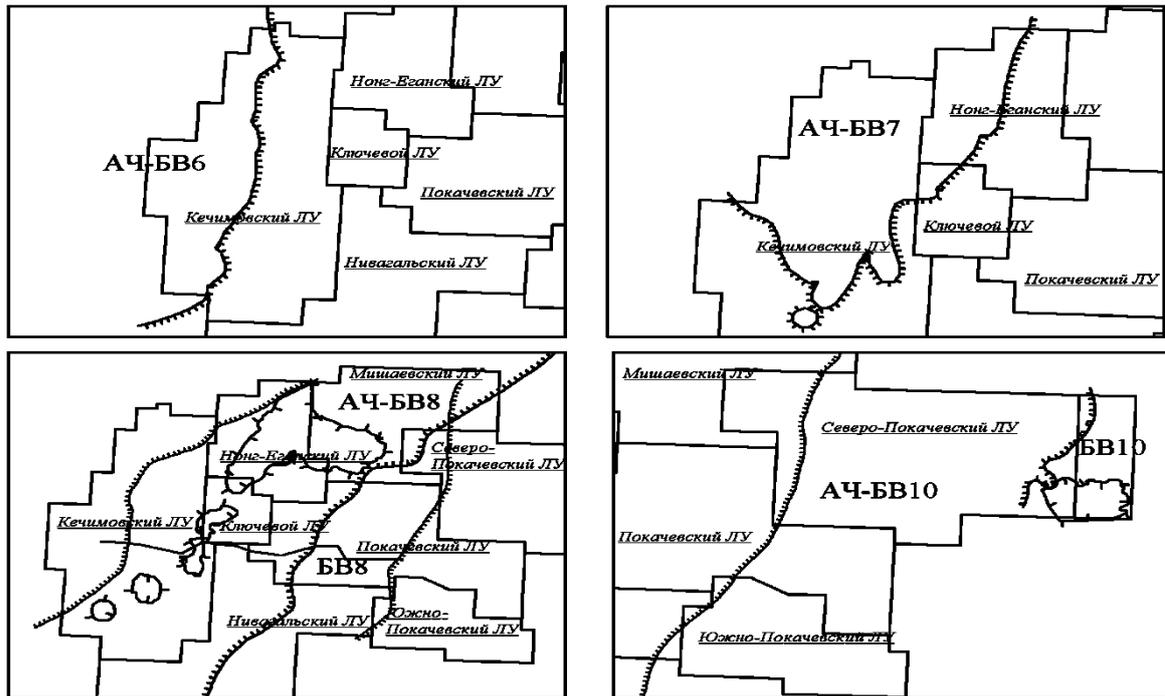


Рис. 4. Схема распространения ачимовских комплексов

▬ – границы распределения комплексов, ▬ – границы замещения ачимовских отложений аномальным разрезом Баженовской свиты, ▬ – линия глинизации шельфовой части пласта, ▬ – границы лицензионных участков, ▬ – линия схемы корреляции

Основное внимание было уделено выделению и прослеживанию зональных реперов.

Периодичность тектонических движений в неокомское время проявилась, в частности, и на рассматриваемой территории формированием чередующихся по разрезу песчано-алевритовых групп пластов и мощных глинистых пластов-циклов или циклитов (по Ю.Н. Кародину) [3]. Максимумы трансгрессий характеризуются накоплением глинистого тонкодисперсного материала. Каждый такой циклит характеризуется

последовательным изменением свойств вверх по разрезу, начиная от подошвы нижних трансгрессивных глин до подошвы верхних трансгрессивных глин. При этом все внутренние границы менее выражены литологически, чем внешние [1–5].

Таким образом, тонкоотмученные глины рассматривались как зональные реперы и одновременно как границы крупных циклов. Такие глины присутствуют в разрезе в основном над пластами группы БВ и практически без изменения облика по ГИС (рис. 2). В скважинах эти участки разреза в кровле пластов БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>3</sub> выделяются характерными показаниями методов ГИС – наиболее низкими значениями сопротивлений, наличием каверны и т.д.

На основе литолого-физической характеристики реперов проведено их прослеживание в скважинах по всей рассматриваемой территории, что позволило надежно сопоставить разрезы разных месторождений и выполнить уверенную корреляцию пластов. При этом в полной мере были использованы материалы проведенных сейсмических исследований.

Выполненная корреляция отражающих горизонтов НБВ<sub>3</sub>, НБВ<sub>6</sub>, НБВ<sub>8</sub>, НБВ<sub>10</sub> позволила вполне уверенно определить пространственное развитие крупных сейсмокомплексов, приуроченных к основной продуктивной толще горизонтов БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>8,9</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>3,5</sub>.

По сейсмическим данным с резкими литологическими переходами на границах смены геодинамических движений связаны наиболее уверенно прослеживающиеся отражающие горизонты. В результате выполненных работ по сейсмогеологической привязке установлено, что основные отражающие горизонты в неоме отвечают границам выделенных реперов. Соответственно этим горизонтам придана индексация как НБВ<sub>10</sub>, НБВ<sub>8</sub>, НБВ<sub>6</sub>, НБВ<sub>3</sub>.

При этом были выявлены следующие особенности: отражающие горизонты НБВ<sub>3</sub> и НБВ<sub>6</sub> на исследуемой территории имеют повсеместное распространение (рис. 3). Наиболее динамически выраженным и выдержанным по площади является горизонт, приуроченный к кровле пласта БВ<sub>3</sub>, который можно рассматривать как опорный для неомского разреза.

Пространственное развитие комплекса ачимовских отложений на рассматриваемой территории характеризуется поведением горизонтов НБВ<sub>10</sub> и НБВ<sub>8</sub>, которое полностью отвечает клиноформной седиментационной модели. Сейсмические горизонты НБВ<sub>10</sub> и НБВ<sub>8</sub> имеют наклонное залегание с юго-востока на северо-запад. При этом горизонт НБВ<sub>10</sub>, соответствующий кровле комплекса БВ<sub>10</sub>, полностью выклинивается по линии Северо-Покачёвского месторождения. Горизонт НБВ<sub>8</sub> прекращает следиться по линии Кечимовского и Нонг-Еганского месторождений (рис. 4).

Таким образом, выполненные сейсмические исследования с высокой достоверностью позволяют определять общую морфологию основных комплексов пород-циклитов и в том числе составляющих комплексов пород ачимовской толщи. Наряду с этим интервал разреза ачимовских отложений достаточно сложно дифференцировать только по сейсмическим данным. Внутри ачимовского комплекса отражающие границы прерывисты и коррелируются неоднозначно, часто отмечается практически хаотичная форма сейсмической записи. По имеющемуся материалу выделено и зартировано только одно отражение НА<sub>1</sub>-БВ<sub>8</sub>, непосредственно связанное с ачимовскими телами на территории Покачевского и Нонг-Еганского месторождений. Возможно, что для более детальной характеристики строения разреза ачимовских отложений требуется в целом для территории более плотная сеть сейсмических профилей и высокое качество временных разрезов с приведением их к единому амплитудно-частотному уровню.

В связи с этим детальная характеристика строения отложений ачимовской толщи выполнялась по материалам пробуренных скважин. Каркасной моделью явились полученные результаты сейсмогеологических исследований. Для этого осуществлена детальная корреляция ачимовских отложений в пределах выделенных комплексов.

С целью идентификации резервуаров в составе ачимовской толщи применена индексация по принадлежности к выделенным региональным сеймостратиграфическим комплексам с указанием индекса верхнего шельфового пласта в составе циклита.

В результате проведенных работ установлено, что основная часть исследуемой территории относится к зоне развития сеймостратиграфического комплекса, контролируемого горизонтом НБВ<sub>8</sub>. Соответственно ачимовские пласты индексированы как Ач-БВ<sub>8</sub>. На западе территории, начиная с Ключевого лицензионного участка, получил развитие комплекс пластов Ач-БВ<sub>6</sub>. Вместе с тем на востоке территории завершает развитие в связи с выклиниванием комплекс пластов, индексируемых как Ач-БВ<sub>10</sub>. В плане выделенные комплексы пластов ачимовской толщи последовательно сменяют друг друга в западном направлении и характеризуются полосовидным распространением в субмеридиональном направлении.

Сравнение разрезов показывает, что каждый из выделенных комплексов подчиняется общему закону цикличности и, соответственно, имеет общие черты строения. Во-первых, комплексы характеризуются регрессивным типом изменения песчаности по разрезу. Во-вторых, имеют единую закономерность изменения разреза в широтном направлении. Наибольшее опесчанивание разреза происходит в средней части полосы развития. В восточном направлении от центральной части происходит глинизация пластов, в первую очередь расположенных в верхней части разреза. В западном направлении общее сокращение толщины комплекса происходит с уменьшением толщины и выклиниванием нижних в разрезе пластов.

Детализация строения каждого из комплексов предусматривала в качестве основной задачи выделение и прослеживание в их составе горизонтов и даже пластов, как отдельных нефтесодержащих и нефтеперспективных объектов. По результатам корреляции разведочных и эксплуатационных скважин выделяется до 3 горизонтов (Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>). Для определения их принадлежности по комплексам предложено использовать соответствующую двойную индексацию, например, Ач<sub>1</sub>-БВ<sub>8</sub>, Ач<sub>2</sub>-БВ<sub>8</sub> и т.д. (рис. 5). В свою очередь в составе горизонтов выделялись пласты, границы которых из общего признака циклита являются менее

четкими, соответственно прослеживаемые с большей неоднозначностью. Продолжение разделения объектов, даже при значительной их толщине, до 30–40 м, не является целесообразным, т. к. выделенные пласты в основном представляют собой единый гидродинамически связанный резервуар.

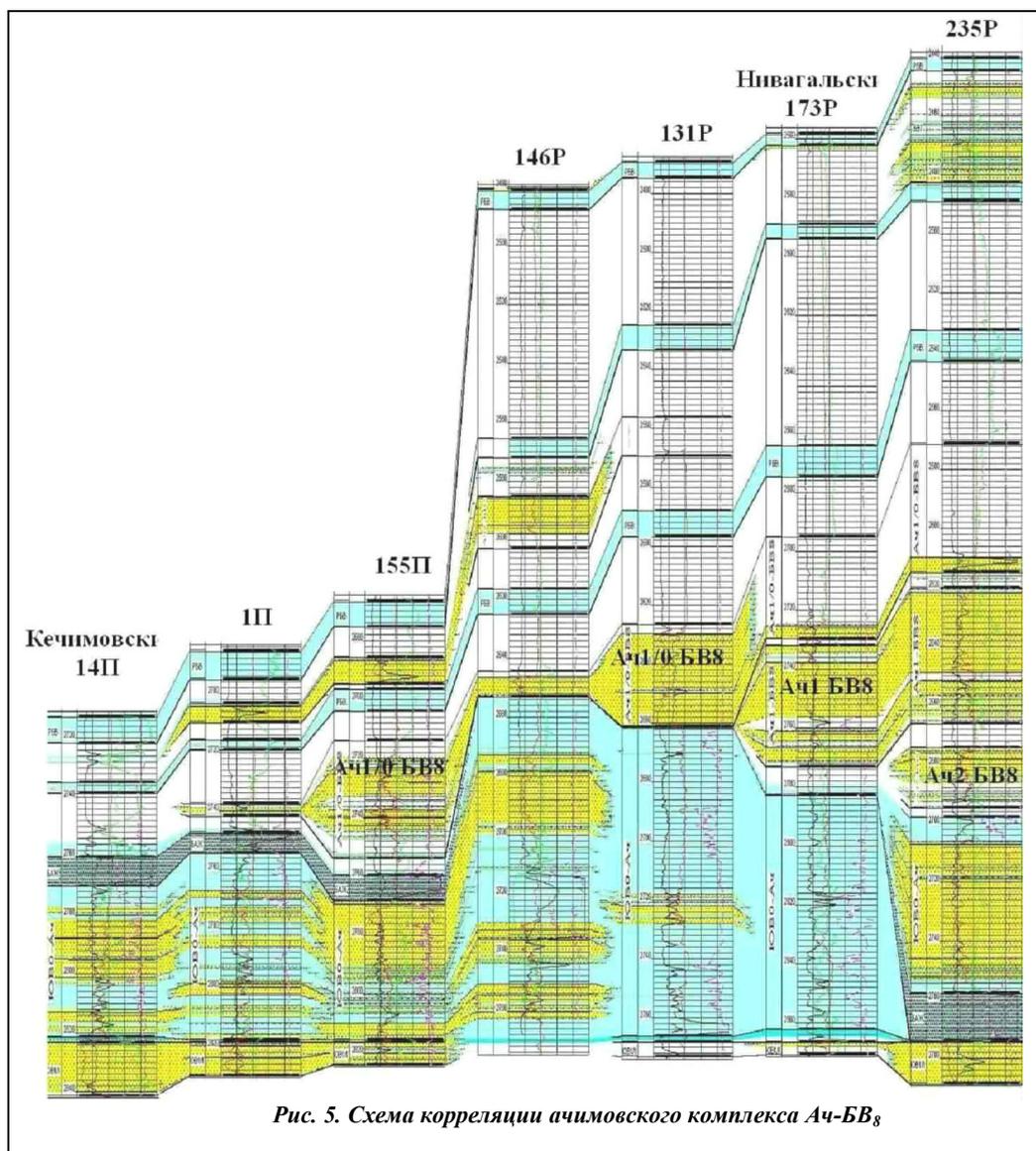


Рис. 5. Схема корреляции ачимовского комплекса Ач-БВ<sub>8</sub>

Результаты выполненных комплексных исследований по материалам сейсморазведки и бурения явились основой для картирования нефтесодержащих и нефтеперспективных резервуаров в составе ачимовской толщи северо-западной части Нижнеуртовского свода. В комплексе с проведенными работами по переинтерпретации материалов ГИС была решена задача по локализации залежей и перспективных ловушек.

В результате анализа выполненных исследований была намечена программа геолого-технических мероприятий, направленная на доразведку и последующий ввод в эксплуатацию залежей ачимовской толщи. По возвратному фонду скважин, выработавших запасы нефти на основных эксплуатационных объектах, были выбраны первоочередные, на которых проведены работы по подтверждению наличия коллекторов и их нефтеносности в ачимовской толще рассматриваемой территории. Данная программа на сегодняшний день успешно выполняется практически на всех месторождениях и подтверждает сделанные прогнозы.

#### Литература

1. Ершов С.В., Казаненков В.А., Конторович А.Э. Строение и перспективы нефтегазоносности клиноформных отложений неокома Нижнеуртовского свода // В сб.: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова. – Ханты-Мансийск: Изд-во «Путеведь», 2000. – № 3. – С. 39–48.
2. Игошкин В.П. Сейсмостратиграфический анализ неокоских отложений северных и западных районов Широкого Приобья в связи с поиском и разведкой сложнопостроенных залежей нефти: Автореферат. Дис. .... канд. геол.-мин. наук. – М.: ИГиРГИ, 1992. – 20 с.

3. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Казаненков В.А. Модель геологического строения и нефтегазоносность клиноформного комплекса неокома Западной Сибири // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: МГУ, 1998. – С. 92–93.
4. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика, 1977. – № 10. – С. 38–47.
5. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.

## СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ДВУРЕЧЕНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕНАКОПЛЕНИЯ

А.Н. Бахарев

Научный руководитель доцент М.В. Соловьев

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Двуреченская зона нефтенакопления, расположенная в Каргасокском районе Томской области, приурочена к Каймысовскому нефтегазоносному району (НГР) Каймысовской нефтегазоносной области (НГО).

В Каймысовском НГР залежи углеводородов сконцентрированы, главным образом, в верхнеюрских отложениях и стратиграфически приурочены к регионально развитому нефтегазоносному горизонту Ю<sub>1</sub> васюганской свиты. Песчаные пласты горизонта Ю<sub>1</sub> являются резервуарами для залежей нефти, а перекрывающие их глинисто-кремнисто-карбонатные породы баженовской свиты выполняют одновременно роль источника углеводородов и регионального флюидоупора. В отличие от большинства районов Западной Сибири, где верхнеюрские залежи сконцентрированы в песчаных пластах Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> надугольной пачки, в рассматриваемом районе основные запасы нефти приурочены к пластам Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> подугольной пачки, которые имеют плащеобразное распространение.

В тектоническом плане поле нефтеносности на Двуреченском месторождении приурочено к трем локальным поднятиям – Двуреченскому, Западно-Моисеевскому и Лесмуrowsкому, расположенным в зоне сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины. Сложность строения нефтяной залежи определяется тем, что на рассматриваемой территории водонефтяной контакт в различных частях месторождения вскрывается скважинами на различных отметках, а сама нефтяная залежь не контролируется исключительно структурным фактором – скважины, пробуренные в зонах сочленения локальных поднятий являются продуктивными.

В рамках проведенных исследований на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения выполнен анализ структурных особенностей и восстановлена история тектонического развития Двуреченской зоны нефтенакопления.

Непосредственно на исследуемой территории отработано 108 временных сейсмических профилей МОГТ, общей протяженностью 1935 км и пробурено \*\*\* скважин.

В процессе работы:

создан банк геолого-геофизических материалов, включающий сейсмические разрезы МОГТ, данные ГИС, результаты испытаний и т.д.;

создана база данных по стратиграфическим разбивкам разрезов скважин;

с использованием разработанного в ИГНГ СО РАН интерпретационного комплекса GeoSeism создан геолого-геофизический проект и выполнена корреляция 4 основных отражающих сейсмических горизонтов, стратиграфически приуроченных к баженовской, кузнецовской, талицкой свитам и кошайской пачке алымской свиты;

с помощью программных пакетов SURFER, GridBuilder, GridMaster построены карты изохрон по основным отражающим горизонтам;

построены карты средних скоростей продольных сейсмических волн и структурные карты по горизонтам II<sup>а</sup> (подошва баженовской свиты), III (кошайская пачка алымской свиты), IV (кровля кузнецовской свиты), V(кровля талицкой свиты);

построены карты изопахит волжско-аптского, альб-туронского, коньяк-раннепалеоценового и позднпалеоцен-неогенового осадочных комплексов.

Выбор для анализа именно этих отражающих горизонтов обусловлен тем, что все они представлены выдержанными по мощности глинистыми пачками, которые формировались в эпохи трансгрессий в условиях тектонического покоя, получили распространение на обширных территориях и могут рассматриваться в качестве поверхностей выравнивания и, следовательно, использоваться при палеоструктурных построениях. Принципиально важным является то, что эти пачки обладают аномально-низкими акустическими характеристиками и именно к этим геологическим реперам приурочены наиболее энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты.

Анализ результатов структурных построений позволяет отметить некоторые особенности строения Двуреченской зоны. В пределах рассматриваемой территории глубина залегания баженовской свиты изменяется от 2640 м до 2480 м. В центральной части района исследования располагается серия локальных поднятий: Двуреченское и к юго-юго-востоку от него Лесмуrowsкое и Западно-Моисеевское. В структурном плане подошвы баженовской свиты Двуреченская структура оконтурена на абсолютной отметке –2570 м и имеет амплитуду 35 м. Поднятие представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении брахиантиклинальную складку и отображается на всех структурных картах. Снизу вверх по разрезу амплитуда структуры уменьшается, площадь увеличивается и значительно выполаживается юго-западный купол.

В Двуреченской зоне нефтенакопления вторым по величине является Западно-Моисеевское локальное поднятие, которое в рельефе баженовской свиты оконтурено изогипсой –2560 м и имеет брахиантиклинальное

строение. Структура вытянута в северо-западном направлении и имеет амплитуду 25 м. В структурном плане кошайской пачки алымской свиты на территории Западно-Моисеевского поднятия фиксируется пологая моноклираль, падающая на юго-запад. В рельефе кузнецовской свиты – пологий прогиб северо-восточного простирания с амплитудой до 15 м. В структурном плане талицкой свиты в районе Западно-Моисеевской площади вновь фиксируется моноклираль с падением на юго-запад.

На структурной карте подошвы баженовской свиты между Двуреченским и Западно-Моисеевским структурами расположено Лесмуровское локальное поднятие, которое вытянуто в меридиональном направлении, и имеет амплитуду 15 м. В структурных планах III-его, IV-ого и V-ого отражающих горизонтов поднятие не выделяется.

Анализ тектонического развития позволил сделать следующие выводы.

Учитывая, что в аптском палеорельефе баженовской свиты (карта изопахит волжско-аптских отложений) Западно-Моисеевское поднятие было гипсометрически выше, чем Двуреченское и Лесмуровское можно сделать вывод о том, что на этом этапе оно развивалось более интенсивно. Что касается размеров и формы структур, то анализ карты изопахит волжско-аптских отложений позволяет утверждать, что к моменту формирования кошайской пачки алымской свиты Двуреченское и Западно-Моисеевское поднятия были уже практически сформированы.

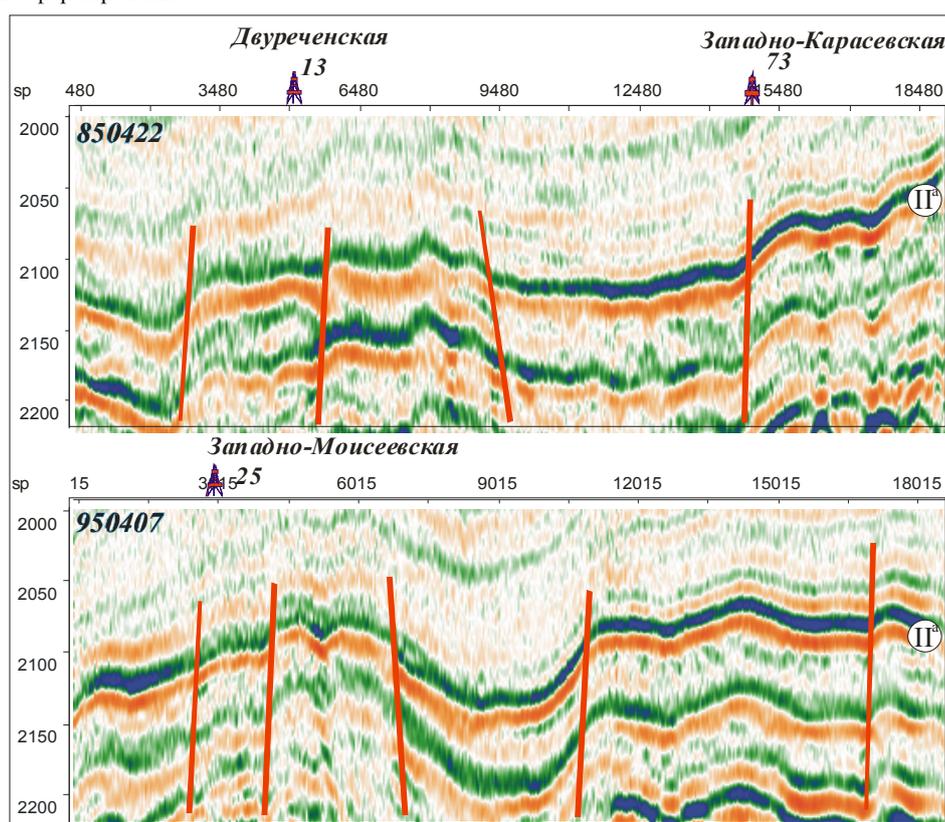


Рис. Фрагменты временных разрезов по профилям 850422, 950407  
П – кровля юрского комплекса(подошва баженовской свиты)

Анализ карты толщин альб-туронских отложений позволяет сделать вывод о том, что на этом этапе развития тенденцию к росту испытывало только Двуреченское локальное поднятие, а Западно-Моисеевская структура практически не развивалась.

Эта тенденция сохранилась и в коньяк-раннепалеоценовое время. Анализа карты изопахит коньяк-раннепалеоценового возраста позволяет сделать вывод о том, что на этом этапе развития центральная и западная части исследуемой территории находились гипсометрически выше остальной территории. В этот период продолжился активный рост Двуреченского и Лесмуровского поднятий, в то время как Западно-Моисеевское поднятие испытывало тенденцию к относительному погружению.

Таким образом, анализ истории тектонического развития исследуемой территории показал, что в мезозойско-кайнозойское время она развивалась неупрежденно. С одной стороны, основные структурные элементы (Двуреченское и Западно-Моисеевское локальные поднятия) активно развивались и были практически сформированы в берриас-апте, с другой, к моменту формирования кошайской пачки их гипсометрическое положение было далеко от современного – Западно-Моисеевское поднятие располагалось существенно выше Двуреченского. Благодаря поздне меловому и кайнозойскому этапам развития, на которых тенденцию к относительному росту испытывала северная часть рассматриваемой территории Двуреченское поднятие вышло на один гипсометрический уровень с Западно-Моисеевским, что и предопределило формирование единой зоны нефтенакпления.

Выше было отмечено, что на исследуемой территории залежь нефти на месторождении не контролируется исключительно структурным фактором. Анализ временных разрезов (рисунок) и рассмотренных

выше тектонических процессов позволяет высказать предположение о том, что существенную роль в формировании Двуреченского месторождения сыграли раннемеловые тектонические процессы, во время которых на фоне роста локальных поднятий происходило образование разломов, секущих верхнеюрские отложения. Учитывая, что песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, с которыми связана нефтяная залежь, получили развитие в пределах всей исследуемой территории, а на временных сейсмических разрезах фиксируется большое количество разрывных нарушений, проникающих в нижний мел, можно полагать, что залежь нефти на месторождении является тектонически-экранированной.

## ОБЗОР РАННЕ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Е.С. Бубнова

Научный руководитель научный сотрудник Т.Г. Перевертайло  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основная добыча нефти и газа в Западной Сибири связана с неокомским продуктивным комплексом, являющимся одним из самых сложно построенных. Несмотря на огромный фактический материал (ГИС, керновый материал, палеонтологические данные, сейсмопрофилирование и т.д.), существует множество взглядов на геологическое строение и условия формирования нижнемеловых отложений, которые можно объединить в две

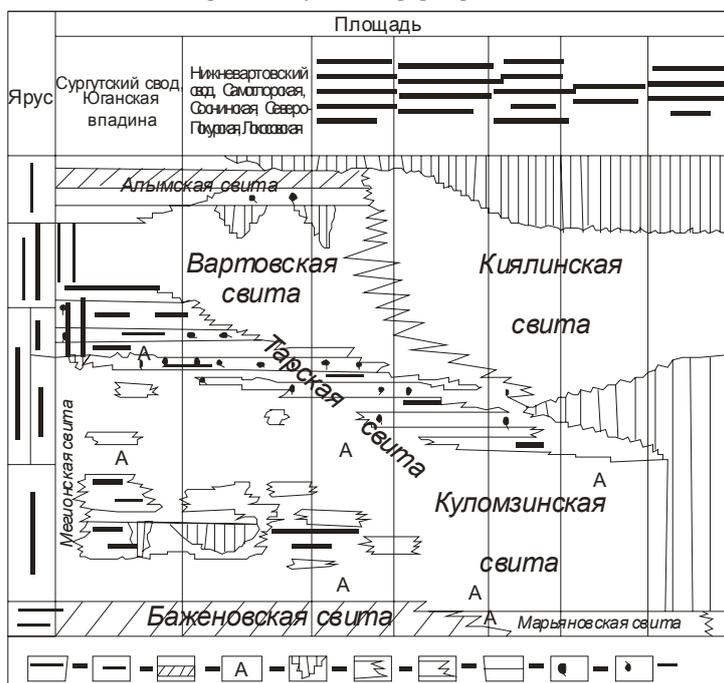


Рис. 1. Принципиальная схема строения продуктивной толщи неокома (Трушкова, 1969 г.)

1 – глинистая покрывка и ее номер; 2 – продуктивный пласт и его номер; 3 – региональные опорные горизонты; 4 – находки аммонитов; 5 – перерывы в осадках; 6 – границы пластов; 7 – границы свит и подсвит; 8 – границы ярусов, подъярусов; 9 – залежи нефти; 10 – залежи газа и газоконденсата

противоположные группы. Первая основана на представлениях о субгоризонтальном (или слабонаклонном) залегании пластов в разрезе осадочного чехла. Она была принята на начальном этапе геолого-разведочных работ и отстаивается многими геологами до сих пор. Вторая соответствует представлениям о клиноформном строении неокома. Первая попытка построить детальную схему строения неокомских отложений была предпринята Л.Я. Трушковой [6, 7] (рис. 1). По ее мнению, основной предпосылкой для построения схем является наличие в разрезе опорных горизонтов, обладающих региональной литологической устойчивостью и четкой геофизической характеристикой. Основное внимание было уделено детальному расчленению, в частности выделению и корреляции продуктивных песчаных горизонтов внутри межреперных толщ верхней юры и неокома. В этих терригенных комплексах наряду с исключительной выдержанностью пачек и пластов в отдельных частях разреза широкое развитие имеют явления, связанные с фациальным замещением и выклиниванием пластов. Весьма важной является закономерность ступенчатого и кулисообразного залегания песчаных и глинистых пластов в прибрежных и мелководно-морских отложениях неокома, так как все песчаники прибрежно-морской тарской свиты (берриас–нижний валанжин) постепенно, начиная снизу, в северо-западном направлении выклиниваются, замещаясь глубоководными глинистыми отложениями верхних горизонтов куломзинской и мегийской свит. В юго-восточном направлении происходит замещение тарской свиты нижними слоями киялинской и илекской свит, сложенных континентальными красноцветными отложениями. Прибрежно-морские осадки в этих районах появляются ниже по разрезу. Подобная закономерно направленная миграция фаций обусловлена образованием их в прибрежных и мелководных условиях медленно регрессирующего в северо-западном направлении морского бассейна. Л.Я. Трушкова также отмечает [8], что в зоне развития отложений прибрежно-морских и опресненной лагуны, покрывки замещаются пестроцветными и зеленоцветными песчано-глинистыми осадками и не прослеживаются даже в пределах отдельных разведочных площадей. Песчаные пласты неустойчивы литологически и выделяются в разрезах условно.

Огромная заслуга в изучении строения неокома Западной Сибири несомненно принадлежит А.Л. Наумову. В 1977 г. вышла статья [4], где описан метод анализа толщин смежных пластов и свит и глубин их залегания, позволивший восстановить первичный рельеф дна седиментационного бассейна. Применив его к неокомским отложениям Западной Сибири, А.Л. Наумов пришел к следующим выводам: 1) в берриас-валанжине

Западно-Сибирский морской бассейн представлял собой некомпенсированную впадину, в течение длительного времени постепенно заполнявшуюся с юга-востока обломочным материалом; 2) песчаники ачимовской пачки (пласты Б<sub>16-20</sub>) формировались у подножия склона шельфа, продвигавшегося к центру бассейна; 3) шельф повсеместно имел региональный наклон к центру бассейна; 4) «косая слоистость» всего разреза позволяет предполагать наличие целой серии еще не выявленных региональных зон выклинивания песчаных пластов в центральной части равнины; 5) наклонное первичное залегание песчаных пластов, формировавшихся в условиях мелкого шельфа, обязательно должно учитываться при изучении палеотектоники. А.Л. Наумов впервые показал графически, что неокомские пласты не только имеют возрастное скольжение, что уже отмечалось ранее другими исследователями, но и имеют наклон к западу, налегая друг на друга, подобно черепице.

В 1986 г. А.Л. Наумов и Ф.З. Хафизов [5] детально описали новый вид литологических ловушек в неокоме Западной Сибири. Рассмотрены 5 вариантов условий осадконакопления песчаных пластов, обусловленных скоростью опускания территории, интенсивностью и непрерывностью или пульсационным характером привноса терригенного материала (рис. 2). Рассматриваемый вид литологических ловушек можно встретить практически в любых структурах. Залежи при этом могут быть структурно-литологическими или

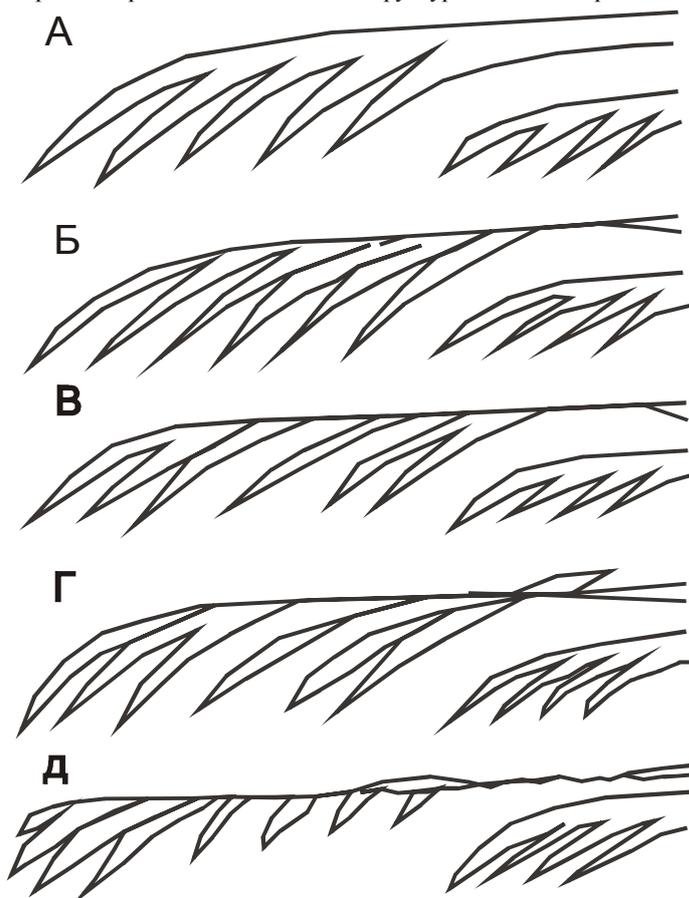


Рис. 2. Схемы формирования неокомских шельфовых пластов

пачки нередко "срезают" подстилающие песчаные пласты, что свидетельствует о внутренних перерывах в неокомской толще.

Ю.Н. Карогодин с сотрудниками [3], наряду с традиционными методами, при изучении клиноформного комплекса использовали системно-литологический подход. По их мнению, неокомский продуктивный комплекс представляет собой систему проградационных клиноформ-циклитов. Каждая из клиноформ – тело, сформировавшееся в трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. При изучении палеогеографических условий образования клиноформ Ю.Н. Карогодин выделил три палеогеоморфологические зоны. Первая объединяет подзоны дельтовой платформы и дельтовой равнины. Вторая зона – склоновая, третья – основание склона и относительно глубоководная часть аванделты, переходящая в прodelту. В пределах этих палеогеоморфологических зон выделяются три литолого-фациальных типа разреза. Первый тип – аллювиальные осадки, второй – отложения дельтовой платформы и третий – относительно глубоководные терригенные и органогенно-терригенные породы. К глубоководным отложениям следует отнести образования склона дельты, его подножия и осадки подводных конусов выноса, т.е. те, что формировались ниже уровня фронта дельты.

Ф.Г. Гурари [2] дает следующую характеристику клиноформным отложениям: 1) клиноформы – образуются в терригенных отложениях; 2) клиноформы занимают строго определенное место в вертикальном разрезе, с конкретным типом осадков, а именно после накопления высокобитуминозных толщ типа баженовской свиты, доманика и др.; 3) клиноформы имеют ленточную форму в отличие от обычных свит, занимающих в плане площади, близкие к изометрии; 4) клиноформы протягиваются субпараллельно берегу основной питающей суши, образуются преимущественно в шельфовых бассейнах; 5) клиноформы – образования турбидитов,

литологическими, основная черта которых – вытянутость в субмеридиональном направлении, т.е. параллельно кромкам неокомского шельфа. Их основным поисковым признаком является поведение песчаников второго снизу шельфового пласта. Если песчаники отсутствуют на обширной территории шельфа, то их развитие следует ожидать за кромкой шельфа на время формирования нижнего пласта. Но этот критерий прогноза не позволяет делать однозначные выводы и приемлем только для начального этапа исследований.

В.Н. Бородин, А.М. Брехунцов, Н.П. Дошня в 2000 г. [1] опубликовали результаты детальной корреляции продуктивных пластов нижнемеловых отложений Уренгойского, Тазовского, Губкинского нефтяных месторождений, полученные на основе изучения керн, материалов гидродинамического исследования скважин (ГИС), сейсморазведки, палеонтологических данных. Были сделаны следующие выводы: 1) установлены интервалы косоугольного залегания песчаных пластов в ачимовской толще и в шельфовых отложениях, допускающих их турбидитную природу; 2) доказано наличие в мощных песчаных пластах внутренних глинистых маломощных прослоев-экранов, разделяющих главный пласт на несколько самостоятельных резервуаров; 3) установлено, что некоторые глинистые

проникающих в бассейн на тысячу и более километров. Турбидиты возникают как последствия катастрофических ливней, периодически, иногда с большими временными интервалами. Поэтому заполнение некомпенсированного бассейна происходит пульсационно, в результате чего клиноформы отделены друг от друга временными перерывами.

Все вышеизложенное свидетельствует о сложном строении неокомских отложений. До сих пор нет единого мнения об условиях и причинах их образования, о методах обнаружения в них залежей углеводородов, а также об источнике нефти в этих залежах. Следовательно, комплексное изучение неокома является важной задачей дальнейших научных, геолого-разведочных и промысловых работ на территории Томской области и Западной Сибири в целом.

#### Литература

1. Бородин В.Н., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. Особенности строения, корреляции и индексации основных продуктивных резервуаров (пластов) неокома севера Западной Сибири в связи с условиями их осадконакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 2. – С. 7–17.
2. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 140 с.
3. Карогадин Ю.Н., Ершов С.В., Конышев А.И., Разяпов Р.К. Фашиально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ – циклитов приобской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа, 1995. – № 5. – С. 11–16.
4. Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика, 1977. – № 10. – С. 38–47.
5. Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1986. – № 6. – С. 31–35.
6. Трушкова Л.Я. Особенности строения продуктивной толщи неокома Обь-Иртышского междуречья // Проблемы стратиграфии. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1970. – Вып. 94. – С. 69–77.
7. Трушкова Л.Я. О методике корреляции продуктивных отложений юры и неокома Западной Сибири // Геология и геофизика, 1970. – № 10. С. – 69–77.
8. Трушкова Л.Я. Основные закономерности распространения продуктивных пластов и покровов в неокоме Обь-Иртышского междуречья // Вопросы литологии и палеогеографии Сибири. – Новосибирск: Труды СНИИГГиМС, 1970. – Вып. 106. – С. 4–12.

### ТЕКТОНИКА ВЕНД-СИЛУРИЙСКОГО СТРУКТУРНОГО ЯРУСА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

**О.В. Быкова**

Научный руководитель старший научный сотрудник С.Ю. Беляев  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН в рамках Проекта по созданию пакета структурно-тектонических карт нефтегазоперспективных комплексов нижнего кембрия, венда, рифея Сибирской платформы масштаба 1:1000000 была создана новая тектоническая карта венд-силурийского яруса осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазонаосной провинции. Карта отвечает современному уровню изученности Сибирской платформы, построена с применением передовых компьютерных технологий. Структурных и тектонических построений на территорию Енисей-Хатангской и Лено-Вилуйской частей платформы решено было не проводить, так как нижние горизонты чехла там очень глубоко погружены и их изученность недостаточна для построения карты масштаба 1:1000000.

Современная структура венд-силурийского яруса Сибирской платформы в целом полнее всего отражается в структурном плане кровли тэтэрской свиты, близкой к поверхности вендского комплекса. Эта поверхность из нижних горизонтов чехла наиболее детально изучена, именно по этой поверхности традиционно строились тектонические карты на территорию Сибирской платформы.

Базовым документом для тектонического районирования венд-силурийского структурного яруса Сибирской платформы явилась структурная карта по кровле тэтэрской свиты и ее аналогов в масштабе 1:1000000, основанная на новейших геолого-геофизических данных и построенная в целом впервые для рассматриваемой территории. Карта была составлена специалистами ИНГГ СО РАН совместно с ФГУП СНИИГГиМС, ЗАО «Красноярскгеофизика», ОАО «Таймыргеофизика» и ОАО «Енисейгеофизика», ОАО «Иркутскгеофизика», Институтом проблем нефти и газа СО РАН.

При построении структурной карты были использованы материалы расчленения и корреляции более 1500 глубоких скважин, которые были увязаны с сейсмическими данными, полученными красноярскими, якутскими и иркутскими геофизиками. При этом, кроме данных МОГТ, выполненных в последние годы по лучшим на сегодняшний день методикам полевых и камеральных работ, использовались результаты сейсмических исследований предыдущих лет. Сведение разномасштабных построений в единый геологический документ осуществлено с помощью новейших методических и программных разработок, выполненных в большей части в ИНГГ СО РАН, позволяющих осуществить корреляцию карт, построенных по разным структурно-фаціальным зонам, различным отражающим горизонтам, зачастую со сложной дизъюнктивной тектоникой.

При выделении и оконтуривании на карте тектонических элементов за основу были приняты принципы и классификация, предложенные В.Д. Наливкиным [2] и принятые на совещании в Ленинграде [3]. В качестве основных классификационных критериев выбраны знак, форма, замкнутость, размерность и соподчиненность.

На основе классификации в кровле тэтэрской свиты выделены пликативные тектонические элементы от надпорядковых до II порядка, положительные, отрицательные и промежуточные; замкнутые, полужамкнутые и незамкнутые.

Характерной чертой тектоники венд–нижнепалеозойского структурного яруса Сибирской платформы является широкое развитие дизъюнктивных нарушений разного размера, амплитуды и кинематического типа. Разломы выделялись по результатам бурения, сейсмическим данным и на основании анализа современного структурного плана (зоны больших градиентов рельефа, зоны «излома» изолиний).

На территории Лено-Тунгусской провинции в венд–силурийском структурном ярусе выделено десять надпорядковых структурных элементов: четыре положительных (Непско-Ботубобинская, Байкитская, Анабарская и Алданская антеклизы), четыре отрицательных (Курейская, Присаяно-Енисейская синеклизы, Вилюйская гемисинеклиза и Предпатомский региональный прогиб) и две промежуточные – Ангаро-Ленская ступень и Мархино-Чуньская мегамоноклиналь.

**Непско-Ботубобинская антеклиза** имеет площадь около 235 тыс. км<sup>2</sup>, расположена в юго-восточной части Сибирской платформы, вытянута в северо-восточном направлении от верховьев р. Нижняя Тунгуска до р. Вилюй.

Антеклиза оконтурена большей частью по изогипсе минус 2000 м, хотя в целом её граница имеет пликативно-дизъюнктивный характер. Наиболее нарушена граница структуры на востоке, где наблюдается сложная система грабенов и горстов с высокими (до нескольких км) амплитудами смещения. Эта система разделяет Непско-Ботубобинскую антеклизу и Ыгыатгинскую впадину. Южнее зона разломов отделяет антеклизу от Нюйско-Джербинской впадины Предпатомского регионального прогиба. На юго-востоке антеклиза граничит непосредственно с Предпатомским региональным прогибом по крупным разломам северо-восточного простирания. На юго-западе надпорядковая структура переходит в Ангаро-Ленскую ступень, а севернее отделяется от Байкитской антеклизы Катангской седловиной. На северо-западе Непско-Ботубобинская антеклиза отделена от Курейской синеклизы Мархино-Чуньской мегамоноклиналию.

**Байкитская антеклиза** расположена на юго-западной окраине Сибирской платформы и имеет в целом округлую форму, лишь на юге она пережата. Структура оконтурена, в основном, на абсолютной глубине 2500 м, лишь с Катангской седловиной она граничит по изолинии минус 2200 м. Западная граница антеклизы сильно дислоцирована. При площади около 124 тыс. км<sup>2</sup>, Байкитская антеклиза имеет амплитуду более 3500 м. В её юго-восточной части, на территории Чадобецкого куполовидного поднятия, венд-кембрийские отложения вообще отсутствуют.

**Анабарская антеклиза** на тектонической карте имеет общую площадь более 530 тыс. км<sup>2</sup>. Форма антеклизы неправильная, можно даже сказать, что она чуть вытянута в северо-западном направлении, своей западной узкой частью она вклинивается на территорию Курейской синеклизы. Антеклиза граничит с Курейской синеклизой на глубине 3400 м, с Мархино-Чуньской мегамоноклиналию на глубине 2100 м. Надпорядковая структура имеет амплитуду более 6000 м. В её центральной части, на Анабарском мегасводе, кристаллический фундамент выходит на поверхность.

**Алданская антеклиза (незначительная ее часть)** располагается на юго-востоке территории исследования. Граница антеклизы с Березовской впадиной сложная: на севере по изолинии минус 5500 м, в центральной части - по изолинии минус 2200 м, а другие участки границы проведены по высокоградиентным зонам рельефа кровли венда. Весьма вероятно, что высокоградиентные зоны связаны с дизъюнктивными нарушениями, однако достоверных данных для их выделения на тектонической (и структурной) картах не достаточно. Площадь структуры на территории исследования около 17 тыс. км<sup>2</sup>.

**Курейская синеклиза**, впервые выделена П.Е. Оффманом, на тектонической карте имеет общую площадь около 660 тыс км<sup>2</sup>, амплитуда превышает 9000 м. На севере и северо-востоке структура граничит с Анабарской антеклизой на абсолютной глубине 3400 м, на востоке и юго-востоке с Мархино-Чуньской мегамоноклиналию на глубине 3000 м, на юге с Байкитской антеклизой на глубине 2500 м. Форма синеклизы правильная, округлая, несколько вытянутая в северо-западном направлении, со сложными очертаниями.

**Присаяно-Енисейская синеклиза** расположена в юго-западной части Сибирской платформы. Структура несколько вытянута в северо-восточном направлении, замкнута по изогипсе минус 2500 м. Синеклиза охватывает площадь около 175 тыс. км<sup>2</sup>, её амплитуда составляет 4000 м. В широтном направлении синеклиза имеет симметричное строение, за исключением западной части, где её граница проходит внутри зоны шарьяжных перекрытий и отделяет платформенную область от складчатого обрамления; в меридиональном сечении синеклиза асимметрична: её северные склоны крутые и осложнены контрастными структурами более высоких порядков.

**Вилюйская гемисинеклиза (незначительная её часть)** располагается на востоке территории исследования. Надпорядковая структура оконтурена по изогипсе минус 3800 м. Площадь, охватываемая гемисинеклизой на территории исследования, превышает 10 тыс. км<sup>2</sup>. Большая часть гемисинеклизы, располагающаяся восточнее, перекрыта мощными палеозойско-мезозойскими толщами.

**Предпатомский региональный прогиб** располагается у юго-восточной границы Сибирской платформы с Байкало-Патомской покровно-складчатой областью. Региональный прогиб протягивается узкой полосой вдоль р. Лена от широты г. Северобайкальска (северное окончание оз. Байкал) до северо-восточной границы территории исследования в бассейне р. Вилюй (гг. Нюрба, Верхневилуйск). Большая южная часть Предпатомского регионального прогиба на западе граничит с Непско-Ботубобинской антеклизой (на глубине 1300 м на севере и на глубине около 200 м на юге), севернее – с Ыгыатгинской впадиной (по мощной системе разрывов) и Вилюйской гемисинеклизой (по изолинии минус 3800 м). На юго-востоке в южной части, как уже упоминалось выше, он граничит с Байкало-Патомским покровно-складчатым сооружением (на глубинах от 2480 до 2000 м в южной части и до положительных отметок рельефа дневной поверхности), а севернее – с Березовской впадиной и Алданской антеклизой.

**Ангаро-Ленская ступень** располагается к западу от Непско-Ботуобинской антеклизы, с которой граничит по изолинии минус 2000 м. На севере она ограничена Катангской седловиной, на западе Присяжно-Енисейской синеклизой по изолинии минус 2500 м, на юге Ангаро-Ленской моноклинали по изолинии минус 1000 м. Таким образом, амплитуда надпорядковой структуры превышает 1000 м, она охватывает площадь около 225 тыс. км<sup>2</sup>. В целом рельеф карбонатного венда слабо дифференцирован.

**Мархино-Чуньская мегамоноклираль** с юга, юго-востока и востока окаймляет Курейскую синеклизу, структуры граничат на глубине 3000 м. Для территории мегамоноклинали характерен относительно пологий рельеф кровли вендских отложений в ее южной части, а при приближении к Курейской синеклизе он постепенно становится круче. Мархино-Чуньская мегамоноклираль на юге граничит с Непско-Ботуобинской антеклизой на абсолютной глубине 2000 м. Таким образом, амплитуда структуры составляет 1000 м, она охватывает площадь свыше 140 тыс. км<sup>2</sup>. Пологий рельеф обуславливает малое количество осложняющих структур на территории мегамоноклинали.

Новая тектоническая карта венд-силурийского структурного яруса Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы принципиально сходна с опубликованной ранее в ИНГГ СО РАН [1]. Но ввиду учета новых данных и применения компьютерных технологий новая карта уникальна: во-первых, она уточняет контуры ранее выделенных структур, во-вторых, впервые выделены такие крупные структуры как Мархино-Чуньская мегамоноклираль, Ангаро-Ленская моноклираль.

#### Литература

1. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоника венд-силурийского структурного яруса осадочного чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2004. – т.45 – № 1 – С. 100–109.
2. Наливкин В.Д. О морфологической классификации платформенных структур // Геология нефти и газа, 1962. – № 8 – С. 24–28.
3. Решения совещания по классификации платформенных структур. – Л.: ВНИГРИ, 1963. – 16 с.

### УСЛОВИЯ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТЕЙ БАЖЕНОВСКОГО ТИПА В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА

**П.А. Васильев**

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

Участок исследований включает юго-восточную часть Нижневартовского свода (Малореченское поднятие) и приосевую часть Колтогорского прогиба. В пределах Малореченского поднятия расположены Малореченская, Аленкинская, Западно-Аленкинская антиклинальные складки (рис. 1). Залежь нефти разведана на Малореченской складке и приурочена к верхней части васюганских отложений.

Одним из основных источников формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках васюганских отложений и всего мелового комплекса являются потенциально нефтематеринские отложения баженовской свиты. Для регионально-зонального прогноза нефтеносности и ранжирования нефтепоисковых объектов нужна информация об очагах реализации генерационного потенциала баженовской свиты и о времени их вхождения в «нефтяное окно».

Как известно, термическая история материнских пород является решающим фактором реализации генерационного потенциала и определяет время начала интенсивной генерации нефти.

Поставлена задача: определить время интенсивной генерации нефти баженовской свитой. Для оценки времени генерации углеводородов применяем палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование [1].

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по современному распределению температур в скважинах  $T$  рассчитывается тепловой поток через поверхность подстилающего основания  $q$ , то есть решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением  $q$  решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются палеотемпературы  $U$  в заданных точках  $Z$  осадочной толщи в заданные моменты геологического времени  $t$ . Процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f,$$

с краевыми условиями:

$$\begin{aligned} U|_{Z=\varepsilon} &= 0, \\ -\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} &= q, \end{aligned}$$

где  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  – верхняя граница осадочной толщи. Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность радиоактивных источников  $f_i$  и скорость осадконакопления  $v_i$ . Поток  $q$  при решении обратной задачи определяется из условия

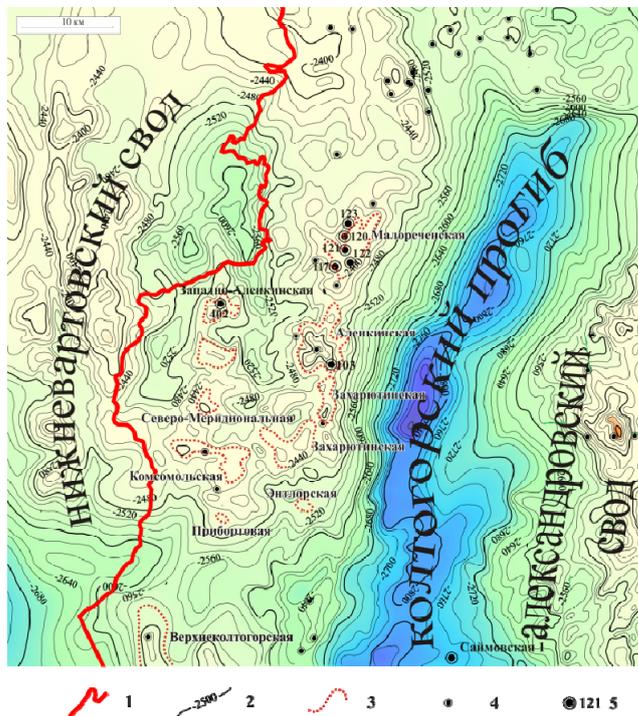
$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min$$

Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градиация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе материнских пород:

газа первой генерации – 50-900<sup>0</sup>С (МК<sup>1</sup>);

нефти – 90-1300<sup>0</sup>С (МК<sup>2</sup>) – «нефтяное окно»; газа второй генерации и газоконденсата – 130-1900<sup>0</sup>С (МК2-МК3); более 1900<sup>0</sup>С – разрушительные для УВ температуры. Для идентификации материнских пород принята известная шкала катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [2] с последующими уточнениями. Учитывая тип рассеянного вещества (РОВ) баженовской свиты (морские сапропели), начало генерации нефти проводим по изотерме 850<sup>0</sup>С [3].

По распределению измеренных пластовых температур решением обратной задачи геотермии в условиях седиментации рассчитаны значения теплового потока из основания. При расчетах принято, что на участках скважин плотность теплового потока из палеозойского основания за последние 200 млн лет существенно не менялась, мезозойско-кайнозойские осадки практически не размывались. Используя рассчитанную величину теплового потока из основания, были смоделированы распределения температур и тепловых потоков в разрезе скважин на моменты начала и завершения формирования каждой свиты. Моделирование проведено по 8-ми скважинам.



**Рис. 1. Схема расположения скважин в Юго-Восточной части Нижневартовского свода**  
 1 – границы ХМАО и Томской области; 2 – изогипсы по кровле баженовской свиты; 3 – локальные поднятия; 4 – поисково-разведочные скважины; 5 – скважина и ее номер, где выполнено палеотемпературное моделирование

**Таблица**

**Рассчитанное время (млн лет назад) вхождения пород баженовской свиты в «нефтяное окно»**

Тектоническая приуроченность участка	Скважина	Мощность перекрывающих отложений, м	Палеомощность перекрывающих отложений, м	Тепловой поток в основании свиты, мВт/м <sup>2</sup>	Время, млн. лет назад
Юго-восток Нижневартовского свода	Малореченская 117	2453	2337	51,9	26
	Малореченская 120	2447	2402	50,9	24
	Малореченская 121	2444	2340	52,2	26
	Малореченская 122	2437	2357	51,4	25
	Малореченская 123	2476	2380	51,1	26
	Аленкинская 103	2507	2401	50,3	26
	Западно-Аленкинская 402	2539	2312	50,4	25
Центр Колтогорского мезогиба	Саймовская 1	2851	2393	48,5	35

Из таблицы видно, что время начала интенсивной генерации нефти для различных тектонических структур разное. Оно колеблется от 35 млн лет назад до 24 млн. лет назад. Раньше всего генерация нефти началась в пределах Колтогорского мезогиба (Саймовская скважина).

Анализ термической истории разреза юрских отложений показал, что интенсивная генерация нефти баженовской свитой в осевой части Колтогорского прогиба началась 35 млн. лет назад (Pg<sub>2</sub>-Pg<sub>3</sub>), а на поднятиях юго-востока Нижневартовского свода – 24–26 млн лет назад (Pg<sub>3</sub>). При этом современные температуры в баженовской свите в этих районах не превышают 89–100 °С, т. е. генерация нефти продолжается и в настоящее время.

## Литература

1. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазоаккумуляции по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал, 2002. – № 2. – С. 60–70.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. Фомин А.Н. Углетрографические исследования в нефтяной геологии. – Новосибирск: Институт геологии и геофизики СО АН СССР, 1987. – 166 с.

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ И НЕФТЕНОСНОСТЬ ПЛАСТА Ю<sub>7</sub> ЮГО-ВОСТОКА НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Н.А. Вашкевич

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучались генетические признаки пород и условия седиментации, определившие особенности разрезов пласта Ю<sub>7</sub>, вскрытого бурением на Герасимовском, Нижнетабаганском, Калиновом и Северо-Калиновом месторождениях Томской области, в тектоническом плане расположенных на юго-востоке Нюрольской впадины. Седиментация песчаного материала при формировании отложений пласта Ю<sub>7</sub> осуществлялась в руслах ограниченно и интенсивно меандрирующих рек с медленным течением [1, 2] в пределах аллювиально-озерных равнин с небольшими перепадами высот и связана с фациями ограниченно- и интенсивно меандрирующих рек.

Отложения русловых *фаций ограниченно меандрирующих рек (АРМ-1)* представлены песчаниками разнозернистыми средне- и мелкозернистыми, редко мелкозернистыми гравелитами с серой окраской различных оттенков (рис. 1). В породах встречается крупный и мелкий растительный детрит, углефицированные и минерализованные крупные и мелкие обломки древесины, которые располагаются послойно. В верхних частях аллювиального комплекса встречаются остатки корневых систем и флора хорошей сохранности.

*Текстура* пород слоистая. Слоистость хорошо выраженная, косая, однонаправленная и перекрестная, прямолинейная, ритмичная. Характерно не только однонаправленное гранулометрическое изменение строения комплекса, но и синхронное ему изменение типа слоистости. Так, базальная часть отложений, представленная среднезернистым песчаником с примесью мелкогравийного материала, как правило, имеет косую однонаправленную слоистость. Вверх по разрезу слоистость становится тоньше, выполаживается, сменяется горизонтальной.

*Структура* песчаных тел также меняется в зависимости от положения в разрезе. В базальной части разреза преобладают песчаники с медианными диаметрами до 0,85 мм – среднезернистые с крупнозернистой примесью и среднезернистые. Породы содержат обломки тонкослоистых алевролитов и глин, линзы угля. Выше они переходят в средне- и мелкозернистые разнозернистые песчаники, которые кверху сменяются мелкозернистыми разностями псаммитов и алевролитами. Вверх по разрезу уменьшается и медианный диаметр зерен.

Среднестатистический максимальный размер зерен находится в пределах 0,17–1,30 мм, в большинстве случаев составляя 0,25–0,3 мм. Медианные диаметры варьируют от 0,07 до 0,85 мм.

*Отсортированность* материала средняя до плохой и очень плохой, часто наблюдается ритмическая сортировка зерен в каждом косом слое (от более крупной в основании к более мелкой в верхней части). Коэффициент отсортированности пород равен 1,6–4,29. Габитус кумулятивных кривых в общем случае слабо пологий, и лишь в отдельных случаях кумулятивные графики имеют крутую форму. На диаграмме C–Md точки образуют растянутое поле, протягивающееся от мелких до крупных фракций с наиболее кучным расположением в области средних размеров.

*Морфология* песчаного тела характеризуется линзовидной формой. В разрезе аллювиальной толщи отмечается присутствие одного песчаного тела, залегающего, как правило, в основании, реже – в середине аллювиального цикла. Коэффициент песчаности колеблется от 50 до 90 %.

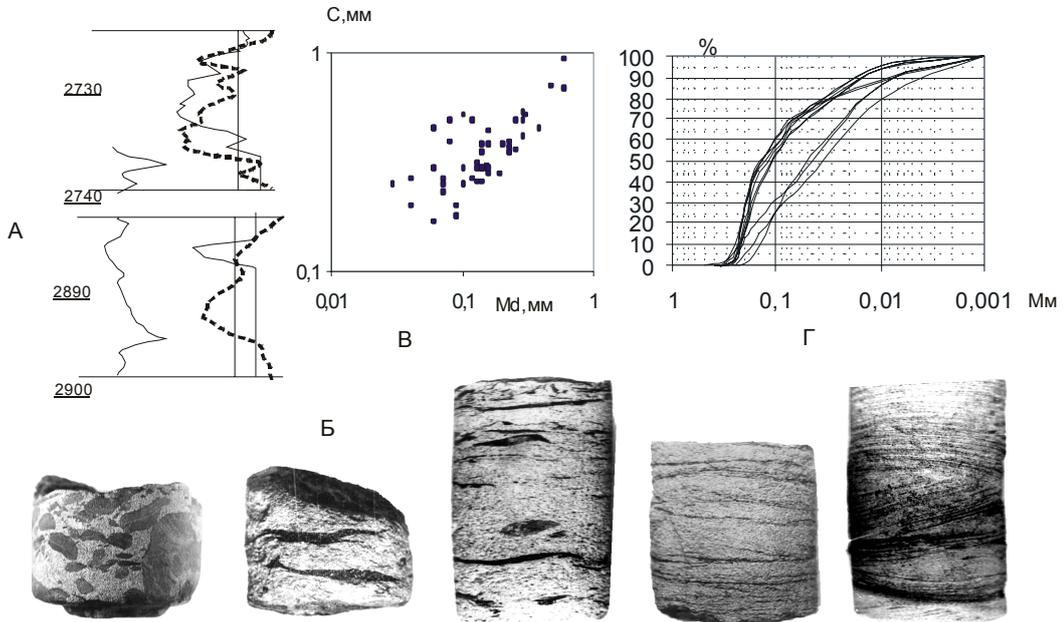
*Условия седиментации* отличались изменчивой динамикой: в начальный этап осадконакопления она была очень сильной и сильной (I и II уровни, по В.С. Муромцеву [3]), затем постепенно снижалась до III–IV уровня.

*Каротажная характеристика* (рис. 1) песчаного тела отличается трапециевидной, реже треугольной, формой аномалии ПС. Подошвенная линия аномалии горизонтальная или пологонаклонная. Боковая линия волнистая, вертикальная, кровельная – крутонаклонная. Значения  $\alpha_{ПС}=1-0,8$  (в подошве) и  $0,4-0,3$  – в кровле.

Отложения русловых фаций *интенсивно меандрирующих рек (АРМ-2)* получили широкое развитие в средневерхнеюрское время, когда седиментация материала осуществлялась в пределах обширных зрелых слабо холмистых озерно-аллювиальных равнин. Незначительные уклоны местности и рыхлый состав вмещающих пород обусловили низкую динамику водного потока и небольшой объем твердого стока. Как следствие этого, песчаные тела имеют небольшие толщины (до 2–4 м) при мощности толщи 6–13 м. Контакты с ниже- и вышезалегающими породами постепенные, нижний контакт часто резкий с размывом и галькой в основании. Вверх по разрезу отложения замещаются пойменным аллювием, состоящим из крупнозернистых алевролитов и глин с пологоволнистой и горизонтальной слоистостью, глинами с растительными остатками и, наконец, переходят в углистые глины и угли болотных фаций. Площадное распространение имеет вид сильно извилистых, линейно вытянутых полос длиной сотни километров или широких зон площадью сотни и тысячи квадратных километров.

*Текстура* пород однородная и слоистая (рис. 2), преобладает косая пологая слоистость, сочетающаяся с горизонтальной. В подошве пластов слоистость крупная, косая, однонаправленная и сходящаяся. Иногда косые

серии разделены прослойками с горизонтальной слоистостью. В середине цикла слоистость редкая или слабо проявлена. К верху разреза слоистость становится пологоволнистой, волнисто-линзовидной и горизонтальной. В основании разреза в песчаниках иногда отмечается присутствие мелких окатышей глин. В породах повсеместно отмечаются мелкие обугленные остатки растений, присутствует мелкий и, реже, крупный послойно распределенный растительный детрит. В верхних частях разрезов встречаются корневые остатки и флора хорошей сохранности.



А - электрометрическая характеристика; Б - текстурные особенности; В - расположение фигуративных точек на диаграмме С - Md; Г - кумулятивные кривые

Рис. 1. Особенности русловых фаций ограниченно меандрирующих рек (APPM-1)

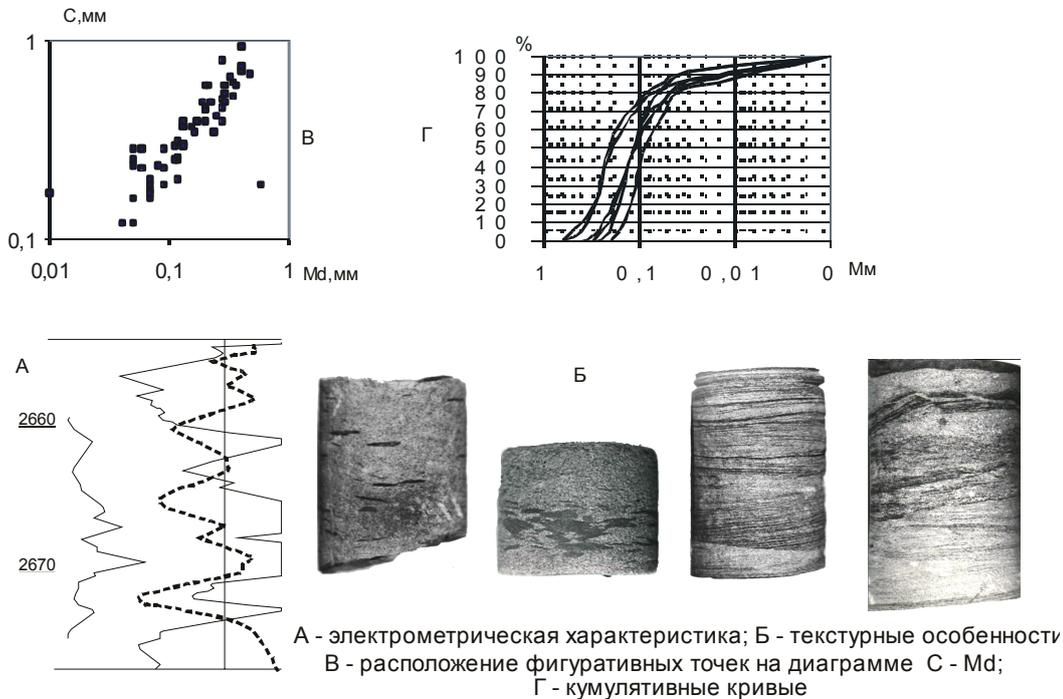


Рис. 2. Особенности русловых фаций интенсивно меандрирующих рек (APPM-2)

Структура песчаников меняется от средне-мелкозернистой (в подошве) до мелкозернистой (в кровле). Для пород характерна гранулометрическая ритмичность с уменьшением размера зерен к кровле и постепенное замещение песчаников вверх по разрезу алевролитами и глинисто-алевролитовым переслаиванием. Медианный размер зерен в песчаниках и алевролитах колеблется в пределах 0,01–0,29 мм при максимальном статистическом

размере зерен 0,09–0,61 мм, в большинстве случаев составляющем 0,1–0,3 мм. Породы характеризуются разной отсортированностью: от очень плохой ( $S_o=3,17-5,4$ ) до средней и очень хорошей ( $S_o=1,25-2,12$ ). Типы кумулятивных кривых средней части циклов характеризуются крутым и слабо выположенным габитусом и располагаются на оси абсцисс в стороне сравнительно крупных фракций. В кровельных частях пласта преобладают породы с пологими формами кумулятивных кривых и расположением точек на диаграмме  $C-Md$  в зоне мелкозернистых фракций. При этом точки, соответствующие породам типа АРРМ-1, сдвинуты в сторону больших значений  $Md$  и  $C$  по сравнению с точками, соответствующими породам типа АРРМ-2.

*Морфология* песчаного тела, как и в литотипе АРРМ-1, линзовидная. Песчаность разрезов этого типа невысокая. При неоднократном наложении русловых циклов она составляет 38 %.

*Седиментологическая модель* фации в большинстве случаев представляет постепенно нарастающий и так же постепенно спадающий режим гидродинамики вод, уровень которой характеризуется как высокий и средний (II–III).

*Электрометрическая характеристика* песчаного тела имеет колоколовидную форму с плавным переходом наклонных подошвенной и кровельной линий. Значения  $\Delta p$  составляют 0,6–0,8. Ширина аномалии невелика (первые метры).

Наиболее перспективными, с точки зрения образования коллекторов, являются породы литотипа АРРМ-1, сформированные в руслах ограниченно меандрирующего речного потока.

Во-первых, разрезы выполнены песчаным материалом, имеющим наибольшие толщины, по сравнению с разрезами, сформированными в руслах интенсивно мигрирующих рек.

Во-вторых, толщи более однородны, а прослой глинистых пород в них встречаются реже и приурочены преимущественно к кровле пласта; в-третьих, для пород характерна повышенная зернистость, и, следовательно, при преобладании средней отсортированности создаются благоприятные условия для формирования более крупных и равномерно распределенных пор.

#### Литература

1. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Спольский Л.М. Картирование аллювиальных палеосистем средней юры при поисках залежей нефти шнуркового типа на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск, 1980. – С. 111–119.
2. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Особенности формирования песчаных тел в среднеюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений. – Новосибирск, 1984. – С. 23–32.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.

### ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ СРЕДНЕВАСЮГАНСКОГО МЕГАВАЛА (ВАСЮГАНСКИЙ МЕЗОВАЛ)

**А.Ю. Воробьев**

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.А. Конторович  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Настоящая работа посвящена структурной характеристике и анализу влияния тектонических процессов на формирование Средневасюганского мегавала. Работа выполнена на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения. В основу исследований были положены сейсмические временные разрезы МОГТ в объеме 3000 км и данные глубокого бурения по 39 скважинам.

В юго-восточных районах Западной Сибири большая часть месторождений нефти и газа сконцентрирована в верхнеюрских антиклинальных ловушках. При проведении поисковых работ на нефть и газ одной из основных задач, стоящих перед сейсморазведкой, является выделение перспективных структур.

Согласно схеме тектонического строения Западной Сибири, составленной в ИГНГ СО РАН в 2000 году, в составе Средневасюганского мегавала выделены Васюганский мезовал, осложненный Северо-Васюганским куполовидным поднятием и Новотевризским валом, Мыльджинское куполовидное поднятие и значительное количество структур IV порядка. В северной, центральной и юго-западной частях мегавала большинство локальных поднятий входят в состав структур III порядка, а на юго-востоке осложняют склон положительной структуры I порядка.

К западу от Средневасюганского мегавала расположен Колтогорско-Нюрольский желоб, к востоку – Усть-Тымская мегавпадина, к югу – Шингинская мезоседловина. В район исследований входит Васюганский мезовал, входящий в состав Средневасюганского мегавала.

В отношении нефтегазоносности территория исследований входит в состав Васюганского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

В настоящее время в районе открыто 8 месторождений, из которых 6 нефтяных – Верхнесалатское, Ключевское, Пуглалымское, Средне-Васюганское, Средненюрольское, Южно-Мыльджинское, 2 газоконденсатных – Северо-Васюганское, Мыльджинское.

В процессе работы были решены следующие задачи:

создан банк данных сейсмогеологических материалов (сейсмические материалы, каротажи, испытания, петрофизические свойства);

выполнена систематизация материалов по стратиграфии, тектоническому и нефтегазоносному районированию;

с использованием интерпретационного пакета GeoSeism выполнена интерпретация геолого-геофизических материалов;  
проведена корреляция отражающих горизонтов сейсмогеологических мегакомплексов;  
построен набор карт изохрон, структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов по нижеследующим отражающим горизонтам.

#### Характеристика отражающих горизонтов

Горизонт II<sup>a</sup> (подошва баженовской свиты – кровля юрского комплекса), формирующийся на пачке глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты, является наиболее надёжным сейсмогеологическим репером в Западной Сибири. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности по толщине и широкому распространению свиты на значительных территориях, горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надёжно картируется по временным сейсмическим разрезам.

Горизонт III (кошайская пачка альмской свиты – нижний мел, апт) является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов. Его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета (нижний мел, апт).

Горизонт IV (кузнецовская свита – верхний мел, турон) обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддаётся корреляции по сейсмическим материалам.

В процессе проведенных исследований снятые с временных разрезов значения  $t_0$  с помощью пакета Surfer трансформированы в карты изохрон. Расчет сеточных моделей карт средних скоростей осуществлялся методом линейной интерполяции по сейсморазведочным и скважинным данным.

На заключительном стадии этого этапа исследований было осуществлено построение структурных карт по кровлям сейсмогеологических мегакомплексов.

#### Структурная характеристика

На исследуемой территории баженовская свита залегает на глубинах –2300 – –2500 м, минимальные отметки фиксируются в северо-западной части района и составляют –2980 м, максимальные отметки – в пределах Северо-Васюганского к.п. и составляют –2168 м.

В структурном плане подошвы баженовской свиты (II<sup>a</sup>) Васюганский мезовал представляет собой относительно крупную положительную вытянутую структуру северо-восточного простирания, оконтуренную на отметке –2320 м. Амплитуда структуры – 170 м.

Васюганский мезовал осложнён двумя структурами III порядка, Северо-Васюганским куполовидным поднятием и Новотевризским валом. Амплитуда Новотевризского вала – 132 м, Северо-Васюганского поднятия – 142 м. Структуры осложнены серией локальных поднятий.

К западу от Васюганского мезовала в пределах исследуемого района расположены две депрессионные структуры II порядка – Колтогорский мезопрогиб, Черемшанская мезоседловина.

Колтогорский мезопрогиб, расположенный в северной части желоба, вытянут в северо-северо-восточном направлении. В структурном плане баженовской свиты его амплитуда составляет 280 м, оконтуривающая изогипса проведена на отметке –2720 м. Мезопрогиб имеет линейную форму и относительно простое строение. Центральная часть депрессии выделена в качестве самостоятельной структуры III порядка – Ильяжского прогиба, контролируемого изогипсой –2800 м. Амплитуда прогиба составляет 200 м. Мезопрогиб осложнён серией локальных поднятий.

Черемшанская мезоседловина – незамкнутая структура II порядка изометричной формы, расположена в зоне сочленения Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины. Мезоседловина осложнена Южно-Колтогорской впадиной и серией локальных поднятий.

На востоке Васюганский мезовал граничит с Самлатским мезопрогибом, который выделен в структурном плане горизонта IIa в юго-западной части Усть-Тымской мегавпадины – отрицательной структуры I порядка. Самлатский мезопрогиб вытянут в северо-западном направлении и в пределах исследуемой территории осложнен структурой II порядка – Северо-Мылджинской впадиной. Амплитуда впадины составляет 150 м, оконтуривающая изогипса проведена на отметке –2600 м.

Структурный план вышележащих горизонтов аналогичен структурному плану горизонта IIa.

#### История тектонического развития

Восстановление истории тектонического развития исследуемой территории основано на анализе изменения толщин мегакомплексов по площади. Следует отметить, что выделенные в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла сейсмические реперы приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, формировавшимся в эпохи тектонического покоя. Все эти пачки характеризуются выдержанными толщинами, получили распространение на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна и могут быть приняты за поверхности выравнивания.

В этом случае зоны увеличенных толщин будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению во время формирования отложений комплексов и наоборот. Таким образом, характер изменения толщин мегакомплексов по площади позволит оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития территории.

В работе рассмотрены карты изопахит четырех основных мегакомплексов – юрского, волжско-аптского, апт-туронского и посттуронского, характеризующих изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади. Карты изопахит были построены с помощью пакета Surfer путем вычитания структурных поверхностей.

Анализ карты изопахит юрских (геттанг-кимериджских) отложений позволяет отметить, что палеорельеф доюрского основания на время формирования баженовской свиты был в значительной мере аналогичен современному структурно-тектоническому строению района исследований. В волжском палеорельефе доюрского основания находят отражение все относительно контрастные поднятия, выделенные в

современном структурном плане подошвы осадочного чехла, что указывает на унаследованное развитие территории.

Во время формирования волжско-аптских отложений тенденция к росту положительных структур, имевшая место в юре, продолжается. В это время эпицентр прогибания территории был расположен на северо-западе района исследований, соответствующего Котогорскому мезопробибу. На этом этапе происходил активный рост Новотевризского вала, осложняющего южную часть Васюганского мезовала и менее активный рост Северо-Васюганского куполовидного поднятия. Это обстоятельство предопределило тот факт, что концу апта в рельефе баженовской свиты Новотевризский вал имел большую амплитуду.

В апт-туронский этап развития положительные структуры продолжали испытывать некоторую тенденцию к росту, однако эти процессы характеризовались низкой интенсивностью и не оказали существенного влияния на современное строение рассматриваемой территории.

В целом к моменту формирования кузнецовской свиты Васюганский мезовал уже существовал в качестве замкнутой положительной структуры, однако его амплитуда существенно уступала современной и в туронском палеорельефе баженовской свиты Новотевризский вал был расположен существенно выше Северо-Васюганского поднятия.

В посттуронское время на фоне активного роста Васюганского мезовала в целом наиболее активно развивается Северо-Васюганское куполовидное поднятие. Это обстоятельство, а именно более активный рост Северо-Васюганского поднятия относительно Новотевризского вала, предопределило тот факт, что в современном структурном плане кровли юры эти объекты расположены на одном гипсометрическом уровне.

Анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о том, что посттуронские, главным образом, кайнозойские тектонические движения протекали чрезвычайно интенсивно и сопровождалась формированием разрывных нарушений, секущих практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. На временных разрезах молодые разломы характеризуются смещением осей синфазности отражающих горизонтов, падением амплитуды сейсмической записи и т.д.

Таким образом, комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов позволила осуществить анализ формирования Средневасюганского мезовала и сделать вывод о том, что современный облик этой структуры предопределен серией тектонических движений, происходивших на разных этапах развития и имевших различную интенсивность и направленность.

### УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ОПЕРАТИВНЫЙ ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ЧКАЛОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ 501P

О.А. Гашилова

Научный руководитель профессор Н.П. Запывалов  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2006 году на Чкаловском нефтегазоконденсатном месторождении была пробурена разведочная

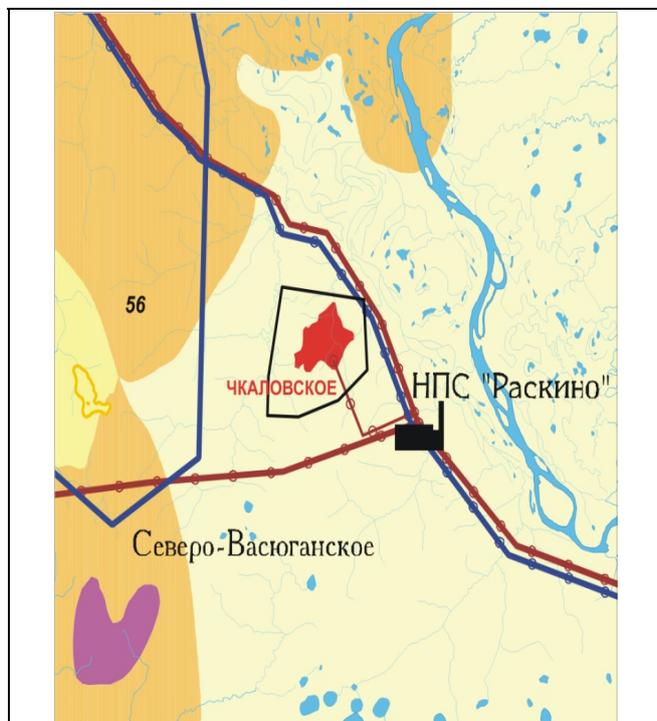


Рис. 1. Обзорная карта Чкаловского месторождения

скважина 501P, расположенная в юго-восточном направлении от первооткрывательницы месторождения 1P. При испытании карбонатных отложений был получен промышленный приток нефти и газа по пласту  $M_1$ . На основании этого был осуществлен прирост запасов нефти по этому пласту по категориям  $C_1$  и  $C_2$ . Чкаловское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 1) находится в южной части Александровского района Томской области в юго-восточном направлении от с. Александровское. Согласно нефтегазоносному районированию месторождение находится в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Васюганской нефтегазоносной области в Усть-Тымском нефтегазоносном районе.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, перекрытые несогласно залегающими породами осадочного чехла. По кровле доюрских образований Чкаловское брахиантиклинальное поднятие имеет размеры  $19 \times 13,5$  км и амплитуду 150 м. Поднятие разбито на ряд блоков тектоническими нарушениями с амплитудой до 20 м.

По отражающему горизонту  $II^a$  (подошва баженовской свиты) Чкаловское месторождение приурочено к одноимённому поднятию, осложняющему северную часть Межозёрного вала – структуры II порядка. Межозёрный вал, в свою

очередь, расположен в зоне сочленения трёх крупных тектонических элементов I порядка: Александровского свода, Средневазюганского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины.

Нефтегазоносность месторождения связана с двумя комплексами пород: верхнеюрским (терригенным) и палеозойским (карбонатным). Промышленно нефтеносным является пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, приуроченный к верхней части горизонта Ю<sub>1</sub> васюганской свиты келловой-оксфорского возраста и газоконденсатонефтяным – пласт М<sub>1</sub>, выделяемый в зоне контакта мезозойских и палеозойских отложений. В последнем выявлено две нефтяных с газовой шапкой, две нефтяных и одна газоконденсатная залежи, приуроченные к самостоятельным блокам и связанные с карбонатными трещиноватыми и брекчированными коллекторами.

После последнего пересчета запасов Чкаловского месторождения (2004 г.) для подтверждения прогноза расширения площади нефтегазоносности пласта М<sub>1</sub>, в восточном направлении от основных продуктивных блоков была пробурена разведочная скважина 501.

Пласт М<sub>1</sub> вскрыт на глубине 2932,8 м (а. о. –2849,5 м). Палеозойские образования вскрыты до глубины 3000 м (а. о. –2916,7 м). Признаки углеводородов в керне обнаружены до глубины 2977,2 м. По первичному описанию керна материала кора выветривания представлена гравеллитом-конгломератовой брекчией, сильно метаморфизованной и окременной, брекчированной с микрокаверночками и неравномерной разнонаправленной трещиноватостью. По заключению геофизических исследований скважин (ГИС) она является неколлектором.

Палеозойские отложения представлены доломитами, в разной степени окременными, чаще микрокристаллическими, в различной степени трещиноватыми. По результатам геолого-геофизических и литологических исследований тип коллектора этих пород определен как порово-кавернозно-трещинный и кавернозно-трещинный.

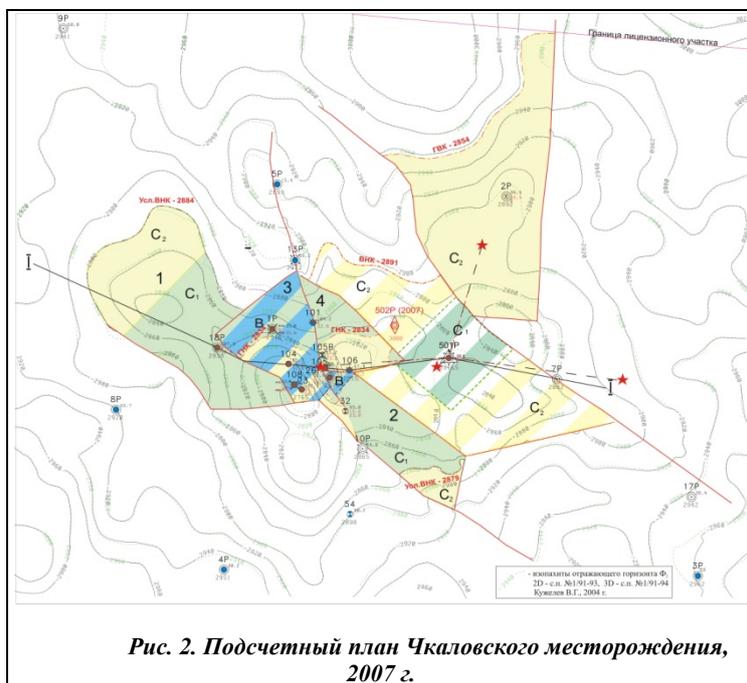


Рис. 2. Подсчетный план Чкаловского месторождения, 2007 г.

пробы нефти, анализ которых показал, что палеозойская залежь пласта М<sub>1</sub>, вскрытая скв.501, относится к нефтяной переходного состояния. На основании полученных положительных результатов осуществлен прирост запасов нефти по пласту М<sub>1</sub>.

#### Обоснование подсчетных параметров и категорийности запасов нефти

В районе скважины 501 запасы по пласту М<sub>1</sub> приняты по категории С<sub>1</sub> и ограничены на востоке граничным разломом блока, на севере, западе и юге граница проведена на расстоянии одной эксплуатационной сетки (500 м) (рис. 2). Остальные запасы нефти в этом блоке приняты по категории С<sub>2</sub>. Полученные в результате прироста запасы подсчитывались объемным методом по формуле:

$$Q_n = F_n * H_{нэф} * K_n * K_n * \rho_n * b * \Gamma_f,$$

где  $F_n$  – площадь нефтеносности, м;  $H_{нэф}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $K_n$  – коэффициент пористости, доли ед.;  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;  $\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $b$  – объемный коэффициент, доли ед.;  $\Gamma_f$  – газовый фактор, м<sup>3</sup>/т.

Площади прироста планиметрировались автоматически в программе CorelDraw отдельно для участков с различными нефтенасыщенными толщинами по карте, представлявшей в государственная комиссия запасов (ГКЗ) в 2004 г. и достроенной в новом нефтенасыщенном блоке района скважины 501. Эффективные нефтенасыщенные толщины определялись как средневзвешенные по площади отдельно по категориям.

Скважиной 501 вскрыт и принят водонефтяной контакт (ВНК) на отметке а. о. –2891 м., который в свою очередь подтверждается кернавым материалом, результатами испытаний и результатами ГИС. В этом случае на западе, юге и востоке рассматриваемый нефтеносный блок ограничен непроницаемыми разломами, на севере линией ВНК. Газонефтяной контакт (ГНК) был принят по аналогии с юго-западным участком залежи –2834 м.

В открытом стволе при испытании пласта М<sub>1</sub> в интервале 2933–2947 м (а. о. –2849,7–2863,7 м) при средней депрессии 9,27 МПа за 4 мин открытого периода был получен приток газа с нефтью дебитом 584 м<sup>3</sup>/сут. Анализ устьевой пробы этого интервала показал, что отобранный газ по своему составу относится к попутному нефтяному, а проба нефти является типичной для данного месторождения и имеет ту же самую генетическую природу, что и пробы, отобранные на ранее пробуренных скважинах. При испытании второго интервала 2974–2999 м (а. о. –2890,7–2915,7 м) был получен приток (388,6 м<sup>3</sup>/сут) сильно газированной пластовой воды с пленкой нефти.

При испытании в эксплуатационной колонне в интервале 2968–2972 м (а. о. –2884,7–2888,7 м) получен приток нефти дебитом 106 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере и 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа на шайбе 8 мм. В этом же интервале были отобраны глубинные

Пористость и нефтенасыщенность были приняты по заключению промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважины. Оценка общей пористости пласта  $M_1$  проводилась по нейтронному каротажу и гамма-гамма плотностному каротажу. Для прироста была взята средняя пористость по этим двум методам, по причине высокого газового фактора и, как следствие, значительной разнонаправленной погрешностью методов исследований. Определение нефтенасыщенности проводилось по балансу пористости по следующей формуле:

$$K_n = (K_n^{\text{общ}} - K_n^{\text{бл}}) / K_n^{\text{общ}},$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

$K_n^{\text{общ}}$  – коэффициент общей пористости, доли ед.

$K_n^{\text{бл}}$  – коэффициент блоковой пористости, доли ед.

Плотность нефти, пересчетный коэффициент и газовый фактор определены в лаборатории геохимии пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» по глубинным пробам. Коэффициент извлечения нефти (КИН) по категории  $C_1$  и по категории  $C_2$  был принят по аналогии с остальными нефтеносными блоками залежи.

В результате осуществлённого прироста в блоке скважины 501 запасы по категории  $C_1$  увеличились в целом по месторождению примерно на 20%, а по категории  $C_2$  – более чем в 2 раза. Таким образом, учитывая положительные результаты, полученные при вскрытии палеозойских отложений скважиной 501Р, относительно низкую разбуренность доюрского фундамента, а так же принимая во внимание тот факт, что пласт  $Ю_1$  практически полностью обводнен, следует сделать вывод о том, что пласт  $M_1$  в ближайшие годы нужно рассматривать в качестве наиболее перспективного объекта для дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ.

### СОВРЕМЕННАЯ ФЛЮИДОДИНАМИКА КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ПО ДАННЫМ БУРЕНИЯ СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН 20000 МИНИБАЕВСКОЙ И 20009 НОВО-ЕЛХОВСКОЙ

Р.Р. Гимаев

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

*Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия*

В последнее десятилетие в нефтегеологической литературе резко возросло число работ, посвященных перспективам нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ. Это связано с постепенным истощением ресурсов нефти и газа в осадочных отложениях, а также с увеличивающимися с каждым годом открытиями месторождений нефти и газа в фундаменте. С этих позиций известный афоризм Н.Б. Вассоевича: «Осадочные породы – родина нефти и газа» [4] выглядит сегодня достаточно спорным в плане приуроченности скоплений углеводородов (УВ) к осадочным породам.

Изучение газонефтяного потенциала кристаллического фундамента (КФ) осадочных бассейнов в старых нефтедобывающих районах может создать условия для увеличения сырьевой базы нефтяной промышленности, поэтому оценке перспектив нефтегазоносности КФ Республики Татарстан (РТ) уделяется серьезное внимание уже более 30 лет.

Необходимость изучения нефтегазоносности КФ можно обосновать с четырех позиций:

1. Доказана тесная связь месторождений в осадочном чехле и их строения с геологическим строением фундамента.

2. Нефтегазогенерирующая роль фундамента, о чем могут свидетельствовать следующие факторы:

генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса Южно-Татарского свода (ЮТС) и битумоидов фундамента, аргументирующая доминирующую роль вертикальной миграции нефти, достаточный источник которой в осадочном чехле над ЮТС отсутствует;

приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте дает возможность рассматривать его как в качестве промежуточного звена миграции нефтегазоносных флюидов, так и самостоятельного поискового объекта;

четко выраженная тенденция увеличения газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и относительный рост содержания его "тяжелых" гомологов (пентана и гексана), появление гелия с увеличением глубины.

3. Наличие в разрезе КФ потенциальных коллекторов, так называемых зон разуплотнения или зон деструкции, которые обладают высокими коллекторскими свойствами.

4. КФ, видимо, играет роль в постоянной "подпитке" нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока УВ по трещинам и разрывам. Это подтверждается сходством УВ фундамента и чехла, особенностями состава вод зон деструкции и чехла [3].

В 1970-е годы в рамках Программы изучения глубинных недр Татарии была пробурена сверхглубокая скважина 20000 Миннибаевская, достигшая глубины 5099 м, причем глубина проходки по разрезу КФ составила 3215 м. Было установлено, что на значительных глубинах в разрезе фундамента существуют динамически активные зоны с высокой газонасыщенностью, в том числе и углеводородной. При испытаниях объектов, выделенных комплексом ГИС, были получены притоки минерализованных вод с дебитами до 100 м<sup>3</sup>/сут и более.

Скважиной 20009 было вскрыто более 40 потенциальных объектов-коллекторов, а с глубины 5300 м она вошла в зону интенсивно разуплотненных, трещиноватых постоянно обваливающихся пород, где было отмечено значительное обогащение промысловой жидкости УВ (более 2 % отн.) с тяжелыми компонентами [1].

Результаты исследования скважин, вскрывших КФ на значительную глубину, показали, что коллекторы КФ обладают фильтрационно-емкостными свойствами. В кристаллических породах фундамента присутствует емкостное пространство, в котором флюиды могут свободно циркулировать и которое может рассматриваться в качестве потенциальной ловушки – места аккумуляции нефти и газа.

В 2005–2006 гг. в скв. № 20009 были опробованы объекты в КФ. Породы КФ испытывались с помощью ИПТ, компрессором, глубинными насосами. Было опробовано более 80 объектов, в 30 % из которых получены притоки воды. Водоносность связана в основном с разуплотненными и трещиноватыми зонами.

Дебиты скважин колеблются в широких пределах от 0,17 до 125 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях от устья скважин 600–1500 м. Пластовые давления в зависимости от глубины залегания разуплотненных зон колеблются от 19,8 до 54,0 МПа. Наиболее представительные притоки воды получены при коэффициентах депрессии, равных 0,65–0,8.

Подземные воды (ПВ) архейско-протерозойского комплекса верхней части изучены по 14 скважинам, более глубокие разуплотненные объекты черемшанской свиты – одной скважиной 20000.

По химическому составу ПВ близки к водам рифейско-вендских отложений и терригенного девона. Плотность их колеблется в пределах 1,18–1,19 г/см<sup>3</sup> с общей минерализацией 234–272 г/л. Содержание кальция находится в пределах 22–42 г/л, как и в терригенных отложениях девонского и рифейско-вендских возрастов. Коэффициент метаморфизации Na/Cl колеблется от 0,6 до 0,4, что свидетельствует о высокой степени закрытости недр. В водах содержатся микроэлементы: йод, бром, аммоний и др. Такие воды свойственны зоне длительного отсутствия водообмена и восстановительной обстановки.

Сходство химического состава ПВ терригенного девона и рифейско-вендских отложений с водами архейско-протерозойского возраста можно объяснить проникновением последних в вышележащие комплексы в результате тектонических подвижек и формированием разуплотненных зон.

Преобладание в катионном составе кальция над натрием, очевидно, связано с обменно-сорбционными явлениями.

Состав водорастворенного газа верхней части разреза в основном метаново-азотный. Газонасыщенность подземных вод колеблется в пределах 0,11–0,35 м<sup>3</sup>/л. Содержание азота в пробах 32–68 % объемных, метана от 29 до 62 % объемных.

ПВ самого нижнего интервала (4703–5099 м, скважина 20000) имеют газонасыщенность 450 см<sup>3</sup>/л. По составу газ метаново-азотный. Содержание азота в пробах 67,2–76,9 % объемных, метана 11–14 %, в небольших количествах (до 5 %) обнаружены тяжелые УВ. В высоких концентрациях содержится гелий 5,4–7 % и аргон – 1,4 %. Из других газов обнаружены: водород – 8,8 %, кислород – 2,6 %, углекислый газ – 0,06–1,4 %. Высокое содержание гелия можно объяснить расположением скважины вблизи тектонического разлома.

Газонасыщенность 0,38 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> имеют ПВ, полученные из интервала 4446–4493 м, а из интервала 3230–3380 м – 0,61 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В целом вверх по разрезу наблюдается увеличение в % объемных УВ газов. Содержание метана несколько увеличивается в нижних горизонтах.

Подземные воды пород архейско-протерозойского возраста, также как и вышележащих осадочных образований, значительно обогащены водорастворенными органическими соединениями.

Общее содержание органического углерода в водах КФ составляет 97,6–137,8 мг/л, что значительно выше, чем в водах рифейско-вендских отложений – 47–65 мг/л (скважина 191 Урустамакская). В водах терригенного девона в пределах Татарского свода – 52–86 мг/л, в Мелекесской впадине – 46–106 мг/л.

В верхних частях разреза содержание углерода битумной фракции достигает 0,3 мг/л, а в нижних – 0,5 мг/л и более. Содержание общего органического (азота 0,02–0,2 мг/л) находится в пределах фоновых значений, характерных для вод пашийско-кыновских отложений Южно-Татарского свода.

Концентрация летучих фенолов в ПВ выше фоновых значений, характерных для вод терригенного девона и рифейско-вендских отложений, и составляет 0,1–3,97 мг/л. Нелетучих фенолов, наоборот, несколько меньше.

В пределах фоновых значений для вод пашийско-кыновских отложений находится содержание нафтеновых и гуминовых кислот и чуть выше окисляемость йодатная. В незначительных концентрациях обнаружен бензол (скважина 20000), что является прямым показателем возможности обнаружения скоплений УВ сырья [2].

На основе химико-битуминологических исследований в породах КФ установлено наличие битумоидов, эпигенетичных по отношению к вмещающим породам и имеющих миграционный характер. Широкое распространение УВ по всему разрезу в небольших концентрациях говорит о широких масштабах миграции, происходившей под высокими давлениями, при этом основная масса УВ проходила по наиболее проницаемым зонам разломов и трещин до кровли фундамента и далее в осадочный чехол.

Таким образом, можно сделать следующие основные выводы.

Анализ химического, газового состава ПВ терригенного девона, архейско-протерозойского возраста показывает, что они близки между собой. Это говорит о гидродинамической взаимосвязи водоносных комплексов терригенного девона и архейско-протерозойских образований.

Газогидрохимические показатели нефтеносности архейско-протерозойских пород соответствуют критериям нефтегазоносности, установленным для высокоперспективных и перспективных отложений терригенных отложений девона.

Отмечается взаимосвязь содержания суммы углеводородной части ПВ от интенсивности геологических процессов, что указывает на возможность поступления дополнительных порций газа из разуплотненных зон КФ в осадочные образования девона.

В целом по совокупности всех критериев перспектив нефтеносности архейско-протерозойские отложения оцениваются выше малоперспективных земель (терригенная толща девона восточного склона

Токмовского свода) и более сопоставимы с перспективами рифейско-вендских и терригенных пород девона Южно Татарского свода [2].

#### Литература

1. Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В. Геологические результаты опробования сверхглубокой скважины 20009 Ново-Елховской // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Материалы Международной научной конференции. – Казань, 2006. – С. 56–57.
2. Ибрагимов Р.Л. Геолого-гидрологические условия и прогнозная оценка перспектив нефтеносности архейско-протерозойского комплекса // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Материалы Международной научной конференции. – Казань, 2006. – С. 330–333.
3. Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке // Георесурсы, 2003 – № 4 – С. 2–5.
4. Семендуев М.М. Проблема нефтегазоносности фундамента в свете различных генетических гипотез и возможная роль фундамента при формировании месторождений нефти и газа // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Материалы Международной научной конференции. – Казань, 2006. – С. 242–243.

### ПРОДУКТИВНЫЕ ГОРИЗОНТЫ И КОРРЕЛЯЦИЯ ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ

В.Ю. Гой

Научный руководитель старший научный сотрудник В.А. Топешко  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Ангаро-Ленская ступень (АЛС) расположена на юге Сибирской платформы. Поиски нефти и газа были начаты в 40-е годы. К настоящему времени изученность глубоким бурением по-прежнему является недостаточной и неравномерной. Здесь пробурено более 400 скважин и в итоге открыто 3 месторождения: мелкое – Атовское, среднее-Братское, уникальное Ковыктинское [3]. В последние годы возобновились поисково-оценочные работы на нефть и газ и в результате в 2004 г. было открыто Левобержное месторождение и в 2006 г. Ангаро-Ленское. В разрезе осадочного чехла АЛС установлены рифейские, вендские, кембрийские и частично более молодые отложения, общей мощностью до 4-х км. Основное внимание при поисково-разведочных работах сосредоточено на вендских терригенных отложениях, с которыми связаны продуктивные горизонты и крупнейшие скопления конденсатного газа. В тектоническом отношении АЛС – это надпорядковая структура, осложненная пликативными структурами разных порядков и разрывными нарушениями. В разрезе чорской свиты венда выделены парфеновский, шамановский, боханский и базальный продуктивные горизонты. Подавляющая часть запасов УВ приурочена к парфеновскому горизонту. Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 10 до 100 м. Значения открытой пористости в них составляют 8–15 %, а проницаемости – 10–100 мД [3].

Наиболее древняя эпоха нефтегазонакопления предполагается в позднем рифее. По данным А.Э. Конторовича и Д.И. Дробота в это время происходило формирование нефтяных залежей. Непско-Ботуобинская антеклиз (НБА) занимает юго-восточную часть Сибирской платформы. НБА – один из наиболее изученных и перспективных ее регионов. Всего в пределах НБА пробурено около 1000 скважин, большинство из которых вскрыли фундамент, открыто около 30 месторождений [2]. Восемь из них – Ярактинское, Дулисьминское, Верхнечонское, Чаюдинское, Талаканское, Тас-Юряхское, Среднеботуобинское и Верхневилучанское – относятся к разряду крупных. Терригенная часть разреза осадочного чехла НБА представлена непским и тирским региональными горизонтами вендского комплекса. В тектоническом отношении НБА представляет собой надпорядковую структуру, которая протягивается в северо-восточном направлении на расстояние около 1000 км. Антеклиз осложнена пликативными структурами разных порядков и разрывными нарушениями [1]. Преобладающая часть запасов УВ приурочена к терригенному вендскому комплексу. В его разрезе выделены четыре продуктивных горизонта (сверху вниз):  $V_3$ ,  $V_5$  тирской свиты,  $V_{10}$ ,  $V_{13}$  – непской. Мощность песчаных пластов составляет в среднем 10–25 м. Пористость равна 12–14 %, а проницаемость –  $100\text{--}200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  [1]. Формирование осадочного чехла на территории НБА началось в рифейский период в ее юго-восточной части. По времени поступления УВ в ловушки залежи могут иметь возраст от раннекембрийского до четвертичного включительно. В осадочном терригенном комплексе глинистые отложения являются более устойчивыми, чем песчанниковые, что обусловлено их формированием в более стабильных условиях относительно глубокого моря. В связи с этим глинистые отложения используются как маркирующие горизонты для корреляции, в то время как мелководные и прибрежные песчанниковые осадки образуют неоднородные по толщине и литологическому составу отложения, часто линзовидной формы. Следствием этого является затруднительная корреляция парфеновского, шамановского, боханского, базального продуктивных горизонтов АЛС и горизонтов  $V_5$ ,  $V_{10}$  и  $V_{13}$  НБА. В настоящее время район сочленения НБА и АЛС слабо изучен глубоким бурением и сейсморазведочными работами и корреляция между ними является многовариантной.

Соответствует ли горизонт  $V_5$  НБА парфеновскому горизонту АЛС, является дискуссионным вопросом. Парфеновский горизонт приурочен к верхнечорской подсвите Ангаро-Ленской ступени, продуктивный горизонт  $V_5$  – к тирской свите Непско-Ботуобинской антеклизы.

Тирская свита – сопоставляется с верхнечорской подсвитой. В кровле и подошве они ограничены региональными стратиграфическими перерывами – предтирским и предкатангским. Однако нельзя считать доказанным, что кровля и подошва этих стратиграфических подразделений строго одновозрастны. Их возраст обусловлен спецификой тектонического положения структур в момент осадконакопления, однако, вероятно, большая часть обеих свит накапливалась в одно и то же время.

Корректное сопоставление продуктивных горизонтов вендского комплекса НБА и АЛС будет возможно только после более детального изучения глубоким бурением переходной зоны от Ангаро-Ленской ступени к Непско-Ботуобинской антеклизе.

Предварительная корреляция позволяет предположить два наиболее вероятных варианта:

горизонт  $V_{10}$  НБА соответствует шамановскому горизонту АЛС и горизонт  $V_{13}$  НБА соответствует боханскому горизонту АЛС;

горизонт  $V_{10}$  НБА соответствует боханскому горизонту АЛС, а горизонт  $V_{13}$  – базальному горизонту. Шамановский горизонт соответствует линзе песчаников, которая прослеживается на НБА в разрезе пачки аргиллитов над пластом  $V_{10}$ .

#### Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под редакцией А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимук. М.: Недра, 1981 – 552 с.
2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Шемин Г.Г., Трофимук А.А. и др. Нефтегазовые бассейны и регионы Сибири. Непско-Ботуобинский регион. – Новосибирск, 1994. – Вып. 7. – 76 с.
3. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Воробьев В.Н. и др. Нефтегазовые бассейны и регионы Сибири. Иркутский бассейн. – Новосибирск, 1995. – Вып. 8. – 59 с.
4. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазовых бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Изд-во «Гео», 2005. – 428 с.
5. Проблемные вопросы литостратиграфии. – Новосибирск: Наука, 1980.
6. Писарчик Я.Г. Литология и фации ниже- и среднекембрийских отложений Иркутского амфитеатра в связи с их нефтегазонасностью. – Ленинград, 1963.

### ВЛИЯНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ ОСТАНИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.И. Гриненко

Научный руководитель научный сотрудник Л.М. Калинина  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

**Введение.** В юго-восточных районах Западной Сибири большая часть месторождений нефти и газа сконцентрирована в верхнеюрских антиклинальных ловушках. При проведении поисковых работ на нефть и газ одной из основных задач, стоящих перед сейсморазведкой, является выделение перспективных структур.

Настоящая работа, выполненная на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения, посвящена анализу влияния тектонических процессов на формирование Останинского нефтегазового месторождения.

Район исследований расположен в Парабельском районе Томской области в 170 км к юго-западу от с. Каргасок, и входит в состав Пудинского нефтегазового района Васюганской нефтегазовой области.

Останинское поднятие выявлено сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1968 г. и подготовлено под глубокое бурение в 1969 г. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноимённому локальному поднятию, осложняющему западную часть Юбилейного куполовидного поднятия, расположенного в южной части Пудинского мезовала.

Поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку. Залежи газа и нефти открыты в отложениях палеозоя, коры выветривания, в песчаных пластах Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>1</sub>. Основная залежь приурочена к горизонту Ю<sub>1</sub> васюганской свиты и контролируется крупным локальным поднятием.

В основу исследований были положены сейсмические временные разрезы, построенные методом общей глубинной точки (МОГТ) в объёме 960 км и данные глубокого бурения по 31 скважине. Для восстановления условий формирования месторождения использованы основные принципы сейсмостратиграфического, палеоструктурного и палеотектонического анализов.

**Характеристика отражающих горизонтов.** В процессе работы был создан сейсмогеологический проект в интерпритационном пакете GeoSeism, откоррелированы отражающие горизонты, контролирующие основные осадочные сейсмогеологические комплексы. Под сейсмогеологическими комплексами понимаются интервалы временных разрезов, отображающие толщи, характеризующиеся различными условиями осадконакопления. Кровлей и подошвой сейсмогеологических комплексов служат границы смены условий седиментации – поверхности региональных несогласий, перерывов, либо региональные поверхности выравнивания, к которым приурочены наиболее устойчивые отражающие горизонты – сейсмические репера.

В рамках проведенных исследований была выполнена корреляция следующих отражающих горизонтов: Ф<sub>2</sub> – по подошве осадочного чехла, II<sup>a</sup> – по подошве баженовской свиты, III – по подошве кошайской пачки алымской свиты нижнемелового возраста, IV – по подошве кузнецовской свиты (верхний мел, турон) (рис.).

Горизонт II<sup>a</sup>, формирующийся на пачке глинисто-кремнисто-известковистых пород баженовской свиты, является наиболее надёжным сейсмогеологическим репером в Западной Сибири. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности по толщине и широкому распространению свиты на значительных территориях, горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надёжно картируется по временным сейсмическим разрезам.

Горизонт III является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов – его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета.

Горизонт IV обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам.

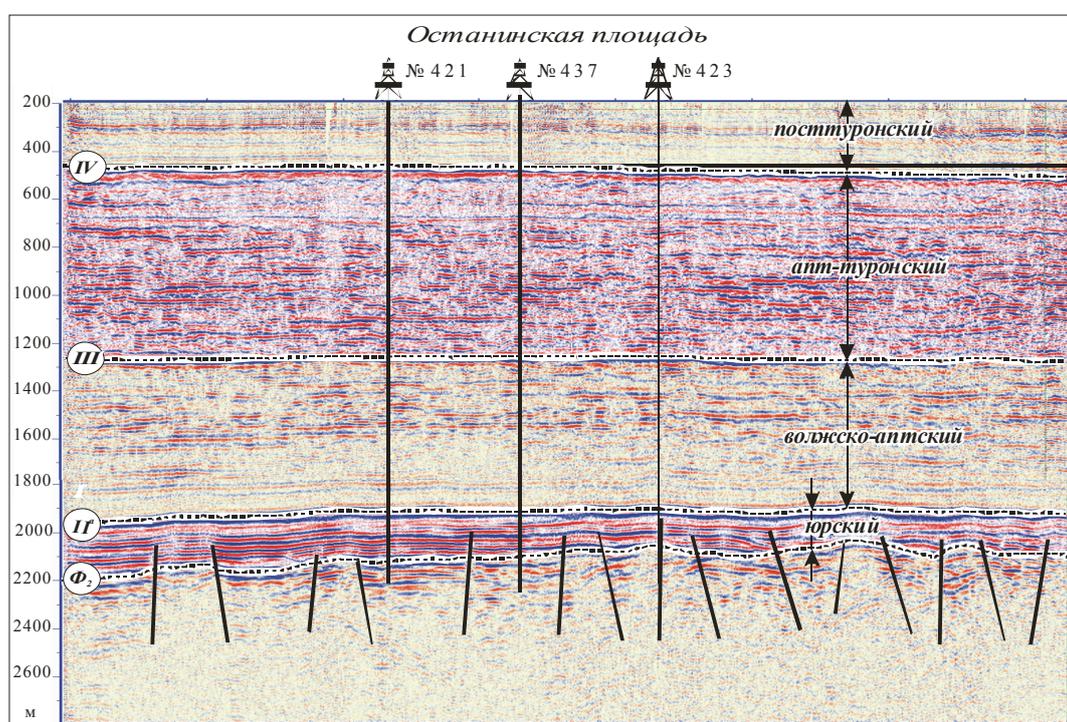
В процессе проведенных исследований снятые с временных разрезов значения  $t_0$  с помощью пакета Surfer, трансформированы в карты изохрон. Расчет сеточных моделей карт средних скоростей осуществлялся методом линейной интерполяции по сейсморазведочным и скважинным данным.

На заключительном этапе этого этапа исследований было осуществлено построение структурных карт по кровлям сейсмогеологических мегакомплексов Останинской площади, которые впоследствии были «вшиты» в региональные основы, построенные в ИГНГ СО РАН.

**Структурная характеристика.** В структурном плане подошвы осадочного чехла ( $\Phi_2$ ) рельеф Останинского поднятия сильно расчленен и осложнен разрывными нарушениями. В пределах Останинской площади отсутствует крупная положительная структура, выделяется серия небольших по размерам самостоятельных куполов, околтуренных на отметке  $-2620$  м.

В рельефе подошвы баженовской свиты ( $\Pi^a$ ), все выделенные в рельефе доюрского основания купола входят в состав единого крупного Останинского локального поднятия, околтуренного на отметке  $-2356$  м. Наличие этой единой структуры, контролирующей нефтегазовую залежь, и предопределило существование на рассматриваемой территории достаточно крупного месторождения.

Горизонт  $\Phi_2$  наиболее сложен для картирования. Это является следствием неоднородности литологического состава пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщ, а также большого количества разрывных нарушений, проникающих в базальные горизонты осадочного чехла.



**Рис. Временной сейсмический разрез**  
 $\Phi_2$  – подошва осадочного чехла,  $\Pi^a$  – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты),  
 III – кошайская пачка алымской свиты, IV – кузнецовская свита

В рельефе кошайской пачки алымской свиты (III) структура представляет собой аморфное изометричное поднятие, не осложненное локальными куполами и депрессиями. При этом структура, ограниченная на отметке  $-1400$  м и имеющая амплитуду  $40$  м, охватывает не только Останинскую площадь, но и расположенный к северу Северо-Останинский купол, который перестает существовать как самостоятельный тектонический элемент.

В структурном плане кровли кузнецовской свиты (IV) Останинское поднятие имеет аналогичное строение и представляет собой неосложненную крупную структуру, околтуренную изогипсой  $-500$  м.

**История тектонического развития.** Восстановление истории тектонического развития исследуемой территории основано на анализе изменения толщин мегакомплексов по площади. Следует отметить, что выделенные в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла сейсмические реперы приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, формировавшимся в эпохи тектонического покоя. Все эти пачки характеризуются выдержанными толщинами, получили распространение на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна и могут быть приняты за поверхности выравнивания.

В этом случае зоны увеличенных толщин будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению во время формирования отложений комплексов и наоборот. Таким образом,

характер изменения толщин мегакомплексов по площади позволит оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития территории.

В работе рассмотрены карты изопакит четырех основных мегакомплексов: юрского, волжско-аптского, апт-туронского и посттуронского, характеризующих изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади. Карты изопакит были построены с помощью пакета Surfer путем вычитания структурных поверхностей.

Анализ карты изопакит юрских (геттанг-кимериджских) отложений позволяет отметить, что палеорельеф доюрского основания на время формирования баженовской свиты был в значительной мере аналогичен современному структурно-тектоническому строению района исследований. В волжском палеорельефе доюрского основания находят отражение все относительно контрастные купола, выделенные в современном структурном плане подошвы осадочного чехла, что указывает на унаследованное развитие территории.

Во время формирования волжско-аптских отложений наблюдается тенденция к росту положительных структур. В это время эпицентр прогибания территории был расположен на юго-востоке района. К концу апта в пределах Останинской площади в рельефе баженовской свиты было сформировано 3 самостоятельных локальных поднятия.

В апт-туронский этап развития эпицентр прогибания территории также был расположен на юге, но сместился в западном направлении. В это время тенденцию к росту продолжают испытывать некоторые положительные купола. Именно на этом этапе развития намечилась тенденция к объединению серии Останинских куполов в единый тектонический элемент.

В посттуронское время направленность региональных тектонических движений сменилась на противоположную – эпицентр прогибания территории сместился на север. Этот этап развития является важнейшим, поскольку именно в это время вследствие воздымания южной части территории относительно северной произошло объединение трёх локальных куполов Останинской площади в единую структуру, благодаря чему была сформирована крупная ловушка, предопределившая современный облик Останинского нефтегазового месторождения.

## МОДЕЛЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КЕЛЛОВЕЙ-ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.И. Гриненко

Научный руководитель научный сотрудник Л.М. Калинина  
*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Настоящая работа посвящена уточнению геологической модели Останинского нефтегазового месторождения на базе комплексирования данных сейсморазведки, гидродинамических исследований (ГИС) и глубокого бурения.

Район исследований расположен в Парабельском районе Томской области в 170 км к юго-западу от с. Каргасок и входит в состав Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

Останинское поднятие выявлено сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1968 г. и подготовлено под глубокое бурение в 1969 г. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноимённому локальному поднятию, осложняющему западную часть Юбилейного куполовидного поднятия, расположенного в южной части Пудинского мезовала.

Поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку. Залежи газа и нефти открыты в отложениях палеозоя, коры выветривания, в песчаных пластах Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>1</sub>. Основная залежь приурочена к горизонту Ю<sub>1</sub> васюганской свиты и контролируется крупным локальным поднятием.

В основу исследований были положены сейсмические временные разрезы методом общей глубинной точки (МОГТ) в объёме 960 км и данные глубокого бурения по 20 скважинам.

Задача исследований: на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения разработать критерии и осуществить прогноз зон распространения, линий фациального замещения и выклинивания коллекторов, а также оценить эффективную толщину песчаных пластов Ю<sub>1</sub> в Останинской зоне нефтегазонакопления.

Геологический разрез келловей-волжских отложений исследуемого района представлен васюганским, георгиевским и баженовским горизонтами. Формирование келловей-волжских отложений Останинской площади происходило преимущественно в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях.

Васюганский горизонт представлен васюганской и науанской свитами, которые латерально замещают друг друга. Стоит отметить, что весь район исследований относится к переходной зоне, что в литологическом отношении выражено в частом, неравномерном переслаивании песчаников, алевролитов и аргиллитов и их невыдержанности по латерали, что значительно усложняет интерпретацию материалов ГИС.

**Васюганская свита** по литологическому составу разделена на *нижнюю и верхнюю подсвиты*.

**Нижневасюганская подсвита** представлена преимущественно глинами и аргиллитами, с редкими немногочисленными прослойками алевролитов, мощность подсвиты уменьшается с запада на восток вплоть до полного выклинивания.

В составе **верхневасюганской подсвиты** выделяют три пачки – подугольную, надугольную и межугольную.

Разрез **подугольной пачки** представлен регрессивными песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. В изучаемом районе пачка развита повсеместно.

Межугольная пачка сложена переслаиванием маломощных аргиллитов, алевролитов и песчаников. Характерной особенностью этих отложений является высокая углистость этих пород, проявляющаяся в виде линз, прослоев углей или углистых аргиллитов. В период максимума региональной регрессии, приходящегося на начало формирования межугольной пачки, преобладали континентальные условия. Пачка хорошо опознаётся по комплексу стандартного, радиоактивного и акустического каротажа и разделяет горизонт Ю<sub>1</sub> на под- и надугольную пачки [2, 3, 6].

Надугольная пачка, слагающая продуктивную часть горизонта Ю<sub>1</sub>, залегают между угольным пластом У<sub>1</sub> (межугольной пачкой) и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты. Сформировавшиеся в преимущественно морских условиях пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлены песчаными осадками мелководных зон сублиторали и пляжей [4].

**Наунакская свита** является возрастным аналогом васюганской свиты. Свита представлена мелководно-морскими, лагунными и дельтовыми сероцветными песчаниками, алевролитами и аргиллитами с преобладанием тех или иных в разных типах разрезов, с многочисленными включениями обугленных растительных остатков и вкраплениями пирита, а также с маломощными пластами углей [8, 5, 7].

Отложения наунакской свиты по аналогии с васюганской свитой традиционно выделяют как единый песчаный горизонт Ю<sub>1</sub>. Более дробное расчленение горизонта вряд ли возможно и целесообразно из-за частого, неравномерного переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов и их невыдержанности по латерали.

**Георгиевская свита** сложена аргиллитоподобными глинами, иногда слабобитуминозными, содержащими различное количество алевроитового материала и редкие зёрна глауконита. Мощность свиты сильно варьирует в диапазоне от 0 до 10 метров [6]. На исследуемой территории свита развита фрагментарно.

**Баженовская свита**, представленная черными и буровато-черными карбонатно-кремнисто-глинистыми породами с высоким содержанием (до 20 %) органического вещества, является основным генератором нефти в осадочном чехле Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. На большей части Западной Сибири баженовская свита находится в главной зоне нефтеобразования. Толщина свиты составляет 10–30 м.

Наличие в разрезе келловей-волжских отложений песчаных пластов горизонта Ю<sub>1</sub>, способных концентрировать значительные залежи углеводородов, и перекрывающих их пород баженовской свиты, которые в Западной Сибири одновременно являются региональным флюидоупором, создает благоприятные предпосылки для формирования месторождений нефти и газа [1].

На начальном этапе работы был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете "GeoSeism" и проведена корреляция следующих отражающих горизонтов: II<sup>a</sup> – кровли юрского комплекса (подошвы баженовской свиты), III – кошайской пачки алымской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовской свиты (верхний мел, турон). Также построены структурные карты по отражающим горизонтам и карты изопахит следующих сейсмогеологических комплексов: юрского, волжско-аптского, альб-туронского и посттуронского.

Анализ карт позволил дать структурную характеристику района, восстановить историю его тектонического развития на разных этапах формирования месторождения, а так же сделать вывод, что посттуронский этап развития является важнейшим, поскольку именно в это время вследствие воздымания южной части территории относительно северной произошло объединение трёх локальных куполов Останинской площади в единую структуру, благодаря чему была сформирована крупная ловушка, предопределившая современный облик Останинского нефтегазового месторождения.

На следующем этапе работы была проведена комплексная интерпретация каротажа по 20 скважинам.

На основании интерпретации было сделано следующее:

построены литологические колонки по скважинам;

построены корреляционные схемы келловей-волжских отложений для Останинской площади;

сделаны стратиграфические разбивки для верхнеюрских отложений.

Анализ полученных корреляционных схем позволил сделать вывод, что строение верхнеюрской части разреза в пределах исследуемой территории существенно меняется. В частности, меняется мощность надугольной пачки, что сопровождается изменением фильтрационно-емкостных свойств песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Далее был проведён анализ результатов структурных и палеоструктурных построений с привлечением статистического анализа, выполненного по данным ГИС и глубокого бурения, на основании чего построены структурные карты по кровлям подугольной, межугольной и надугольной пачек, а так же карты толщин данных пачек.

Далее была выполнена количественная оценка коллекторских свойств песчаных резервуаров горизонта Ю<sub>1</sub>. Для этого были построены карты эффективных толщин надугольной, межугольной и подугольной пачек. С этой целью были проанализированы результаты петрофизических исследований кернового материала и данные ГИС и построены зависимости «кern-кern» и «кern-ГИС». Проведенный анализ показал, что коэффициенты проницаемости и пористости связаны экспоненциальной зависимостью, и значению Кпроницаемости, составляющему 1мД, отвечает Кпористости, равный 13 % и значению L<sub>ПС</sub> – 32 мВ.

В настоящей работе именно эти значения были приняты в качестве граничных для перехода коллектор – не коллектор, что позволило по результатам анализа кривых ПС определить эффективные толщины песчаных пластов горизонта Ю<sub>1</sub> во всех скважинах, расположенных на рассматриваемой территории.

На заключительном этапе исследований были построены прогнозные карты для подугольной, межугольной и надугольной пачек, на которых приведены модели залежей углеводородов, получившие развитие на Останинской площади.

#### Литература

1. Атлас моллюсков и фораменифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. В 2-х томах. – М.: Недра, 1990 – Т. 1 – 286 с., Т. 2.– 259 с.

2. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С. 75–82.
3. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. и др. Расчленение и корреляция юрских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская Область). – Томск, 1985. – 28 с.
4. Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Палеогеографические предпосылки поисков нефти и газа в ловушках неантиклинального типа в отложениях васюганской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. 115–123.
5. Булыникова А.А. Стратиграфо-палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности // Труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1972. – Вып. 48. – С. 215–226.
6. Даненберг Е.Е., Маркова Л.Г., Белозёров В.Б. и др. Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области // Вопросы биостратиграфии и детальной корреляции мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Тр. / ЗапСибНИГНИ; Вып. 141. Тюмень, 1979. С.77-83.
7. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Под ред. Н.Н. Ростовцева). – Л.: Недра, 1978. – 158 с.
8. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Под ред. Б.Н. Шурыгина, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятова и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 480 с.

## СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АЖАРМИНСКОГО ФАЦИАЛЬНОГО РАЙОНА

И.С. Ельцов

Научный руководитель доцент Л.Г. Вакуленко

*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

В последние 10–15 лет в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции наблюдается увеличение интереса государства и нефтяных компаний к слабо разбуренным территориям и глубокопогруженным горизонтам, что связано со значительной выработкой запасов крупных месторождений. Для выяснения перспектив нефтегазоносности слабо изученного правобережья р. Оби в последние годы на востоке Томской области (Ажарминский фациальный район) был пробурен ряд параметрических скважин, вскрывших осадочный чехол и доюрское основание. Материалом для исследования послужили в различной степени охарактеризованные керном нижнеюрские отложения, вскрытые двумя скважинами и представленные (снизу вверх) урманской, тогурской (иланской) и пешковской свитами. Построение седиментационной модели изучаемой части разреза основывалось на детальном изучении керна и материалов гидродинамических исследований (ГИС), с привлечением геохимических и палеонтологических данных. При реконструкции обстановок использовались диагностические критерии, теоретические положения и рекомендации, изложенные в целом ряде крупных обобщающих монографий [1, 2 и др.]. Далее в тексте изученные скважины фигурируют под названием Первая и Вторая.

Непосредственно на фундаменте залегает нижнеюрская урманская свита, которая в районе исследования делится на три подсвиты: преимущественно песчаные нижнюю и верхнюю (с песчаными пластами Ю<sub>17</sub> и Ю<sub>16</sub> соответственно) и существенно алевроито-глинистую среднюю.

Нижнеурманская подсвита (пласт Ю<sub>17</sub>) вскрыта только в разрезе скв. Первая и очень плохо охарактеризована керном. По материалам ГИС она имеет довольно однородный состав и представлена мощной толщей песчаников (до 100 м) с маломощными участками глинисто-алевритовых и алевроито-глинистых пород. В керне представлены песчаники светло-серые, участками белесые, средне-, средне-крупнозернистые массивные и с пологокосою слоистостью за счет концентрации ориентированного углефицированного растительного детрита разного размера и обрывков углистых слоек. Эти отложения формировались в аллювиальном комплексе в стречневой части русла реки с преимущественно твердым донным стоком, о чем свидетельствуют практически полное отсутствие тонкозернистого взвешенного материала, косослоистые текстуры, связанные с перемещением русловых баров или отмелей, массивные текстуры, отвечающие постоянно высокой скорости потока. Особенности состава, текстур пород и закономерности строения разреза позволяют сделать вывод, что река, сформировавшая песчаный пласт Ю<sub>17</sub>, относилась к разветвленному типу. Эти реки характеризуются наличием разделяющихся и вновь последовательно объединяющихся вокруг аллювиальных островов русел.

Средняя подсвита также вскрыта только в скв. Первая. Она имеет мощность 20,5 м и полностью охарактеризована керном. По особенностям строения свита может быть разделена на две части. Нижние 10,5 м представлены преимущественно алевролитом крупнозернистым и песчаником мелкозернистым с косою троговой слоистостью, характеризующей мелкую волнистую рябь течения и более редкой и менее выраженной мелкой косою таблитчатой и пологокосою слоистостью, указывающей на некоторое увеличение скорости потока. Отложения, также как и отложения пласта Ю<sub>17</sub>, формировались в русле реки, но ближе к береговой части при меньшей скорости течения потока. Постоянно присутствуют характерный для речных отложений разноразмерный углефицированный растительный детрит, накапливающийся на склонах гребней ряби. Алевропесчаные отложения разделены менее мощными, около 1–2 м, преимущественно глинистыми пачками с тонкими алевроитовыми прослоями. Формирование пачек происходило в периодически затопляемых пойменных обстановках путем осаждения тонкого материала из взвеси. Во время паводков поступал более грубый материал, формировавший алевроитовые линзы и прослои с мелкой косою слоистостью течения типа. В верхней пачке отмечены следы зарастания и заболачивания поймы, сопровождавшиеся формированием углистых прослоев. Верхняя часть среднеурманской подсвиты (10 м) представлена литофациальной ассоциацией аргиллитов и алевро-аргиллитов массивных и с волнистой, волнисто-линзовидной слоистостью. Основная часть отложений формировалась в пойменных, периодически затопляемых обстановках путем осаждения тонкого материала из взвеси с периодами осушения и зарастания территории с образованием прослоев углей. По всему

уровню встречаются углефицированный растительный детрит и крупные растительные фрагменты, ниже углистых участков присутствуют мелкие ризоиды.

Верхнеурманская подсвита полностью охарактеризована керном в обеих скважинах и несколько отличается по строению и обстановкам формирования. В скв. Вторая она залегает непосредственно на фундаменте, имеет мощность 8 м, полностью охарактеризована керном и по особенностям строения может быть разделена на две части: нижнюю алеврито-глинистую и верхнюю существенно песчаную (пласт Ю<sub>16</sub>). Нижняя часть представлена аргиллитами, в различной степени углистыми, с незначительной примесью алевритового материала. К кровле пачки углистость увеличивается с переходом пород в углистые аргиллиты и угли. По всей пачке распространен углефицированный растительный детрит мелкого, среднего и крупного размера различной степени сохранности, а также мелкие отпечатки растительности типа стеблей. Среди текстур преобладает массивная, реже отмечены тонкогоризонтально-, и пологоволнистослоистая. Массивные аргиллиты формировались в обстановке пойменной равнины при наиболее медленных скоростях потока и преимущественном накоплении осадков за счет гравитационного осаждения частиц из взвеси. Появление алевритового материала, формирующего тонкую нечеткую слоистость, скорее всего связано с поступлением его во время паводков при увеличении скорости потока. Присутствуют следы постепенного зарастания и заболачивания территории. На глинистых отложениях пойменной равнины с размывом залегает песчаный пласт Ю<sub>16</sub>, представленный среднезернистыми песчаниками с прослоями крупно-, мелкозернистых песчаников и гравелитов, в основном массивными, реже с мелкой сплошной и прерывистой пологокосой слоистостью за счет концентрации углисто-глинистого и глинистого материала. Эти отложения, как и отложения пласта Ю<sub>17</sub>, формировались в условиях стрежневой части русла реки с преимущественно твердым донным стоком. Прослой с гравийной размерностью обломочного материала и обильными углефицированными растительными остатками, по-видимому, накапливались в условиях внутрирусловых отмелей и островов, где происходило падение скорости палеопотока и осаждение наиболее грубого, труднопереносимого материала. В разрезе выделяются несколько прямых аллювиальных циклов, характеризующихся уменьшением зернистости вверх по разрезу, в которых отсутствует пойменная часть. Только в верхней части пласта вскрыты алеврито-глинистые отложения, которые, по-видимому, следует относить к отложениям пойменной равнины. В скв. Первая верхнеурманская подсвита представлена только песчаным пластом Ю<sub>16</sub>, который имеет мощность 9 м. Строение и обстановки формирования пласта аналогичны вышеописанным.

Выше в разрезе скв. Вторая вскрыта тогурская свита, которая имеет мощность 15 м и охарактеризована керном в верхней своей половине. Она представлена неравномерным переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов. В нижней трети отмечается пачка с тонким ритмичным переслаиванием мелкоалевритового и глинистого материала с попеременным преобладанием то одной, то другой фракции. В верхних двух третях – грубое переслаивание песчаников мелко-, средне-мелко- и мелкозернистых массивных, реже с прерывистой тонкой косой и неправильной волнистой слоистостью и аргиллитов алевритистых горизонтально-, волнисто- и волнистолинзовидностных, участками сидеритизированных. Отложения нижней трети интервала и прослой алеврито-глинистого состава между песчаными телами скорее всего были сформированы в условиях прибрежной части озера, о чем свидетельствуют тонкий ритмичный текстурный рисунок и алеврито-глинистый состав отложений. Песчаные прослой формировались в прибрежной части озера, в дельтовых лопастях мелких рек, впадающих в него. Тонкая пологокосая слоистость, подчеркнутая намывами углефицированного растительного детрита, и гранулометрический состав пород указывают на высокую гидродинамическую активность среды осадконакопления. В скв. Первая верхнеурманскую подсвиту перекрывает иланская свита (аналог тогурской), которая имеет мощность 41 м и практически полностью охарактеризована керном. Свита представлена чередованием уровней аргиллитов, алевро-аргиллитов, участков ритмичного переслаивания алевролитов и аргиллитов, и относительно маломощными пачками алевролита крупнозернистого и алевропесчаника. В отложениях обнаружены остатки раковин пресноводных ракообразных. Эти отложения формировались в озерном генетическом комплексе в различных его частях. В центральных частях озера при наибольших глубинах и спокойных гидродинамических условиях без существенного влияния волн происходило формирование уровней массивных аргиллитов путем фонового осаждения тонкого материала из взвеси. В более мелководных участках озера формировались интервалы разреза с характерным для озерных обстановок ритмичным горизонтальным и волнистолинзовидным чередованием алевролита и аргиллита. Текстурные особенности указывают на постоянное влияние относительно слабых волн и весьма благоприятные для развития бентосных форм обстановки. В отложениях присутствуют горизонтальные и вертикальные следы жизнедеятельности донных организмов. В близбереговых участках происходило формирование алевропесчаных отмелей с характерной волнистой и, в наиболее грубозернистых участках, мелкой косой троговой и мелкой косой таблитчатой слоистостью. Мелкая косая однонаправленная слоистость мелкой ряби течения свидетельствует о периодическом существовании относительно слабых потоков, вероятно, близберегового течения. Большая мощность свиты и доминирование тонкого осадка удаленных от берега зон говорит о существовании на данном этапе довольно крупного глубокого озера с активным поступлением осадочного материала и развитием бентосных форм жизни.

Выше по разрезу в обеих скважинах вскрыта пешковская свита, мощностью 176 м и 248 м. По особенностям строения ее можно разбить на две части: большая часть свиты представлена группой песчаных пластов Ю<sub>15</sub>, фрагментарно охарактеризованных керновым материалом, а в верхней части, согласно материалам ГИС, вскрыта песчано-алеврито-глинистой, углистая пачка (аналог радомской пачки), не охарактеризованная керном. Группа пластов Ю<sub>15</sub> представлена песчаниками различного гранулометрического состава с маломощными прослоями гравелитов и разнозернистых алевролитов. Постоянно отмечаются гальки различной степени окатанности бурой сидеритизированной породы, реже темно-серых и зеленоватых аргиллитов, интракласты углистых и глинистых пород. Среди текстур пород преобладают массивные, но встречаются участки с пологокосой и слабоволнистой слоистостью, в различной степени проявленной намывами углефицированного растительного детрита, глинистого материала, а также мелких обрывков углистых слоев.

Особенности строения группы пластов Ю<sub>15</sub> позволяют отнести их, так же как и вышеописанные пласты Ю<sub>17</sub> и Ю<sub>16</sub>, к аллювиальному комплексу. Песчаные тела формировались в условиях стрежневой части русла палеореки в несколько циклов с уменьшением гранулометрического состава отложений снизу вверх. Пойменная часть скорее всего тоже формировалась, но затем была размывта и переотложена новым циклом врезания русла в виде уровней с обильными интракластами аргиллитов, иногда сидеритизированных, которые в свою очередь можно рассматривать как маркирующие начало нового цикла. Совокупность текстурных особенностей и гранулометрического состава отложений указывают на высокую скорость течения палеопотока, слабо изменяющуюся во времени.

## Литература

1. Обстановки осадконакопления и фации / Под ред. Х. Рединга. Т 1. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
2. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. – М.: Недра, 1981. – 440 с.

### ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАК МЕТОД ИЗУЧЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

**М.О. Ефимович, Ю.В. Титов**

Научный руководитель профессор В.П. Алексеев

*Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия*

Объектом изучения послужили среднеюрские отложения тюменской свиты нижнеплитного комплекса Шаимского нефтегазоносного района (НГР). Последний расположен в центральной части Приуральской нефтегазоносной области - самой восточной в Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции.

Таблица

*Фациальная схема расчленения отложений тюменской свиты*

Группа	Подгруппа	Макрофация		Фация	
		название	индекс	«ключевое» слово	индекс
Континентальная	Озерная	Пролювиальных отложений	КП		
		Отложений застойных и заболачивающихся озер	ОЗ	Проточных	ОЗП
				Заливающихся	ОЗЗ
				Обводненных	ОЗО
				Углистых	ОЗУ
	Отложений торфяных болот и сапропелевых озер	Т			
	Отложений открытых озерных водоемов	ОВ	Прибрежных	ОВП	
			Мелководных	ОВМ	
			Дельтовых	ОВД	
	Аллювиальная	Пойменных отложений речных долин	АП	Вторичных водоёмов	АПВ
				Слабопроточных	АПС
				Проточных	АПП
		Русловых отложений речных долин	АР	Горных рек	АРГ
Равнинных рек				АРР	
Проток	АРП				
Отложений мелких прибрежных водотоков	КС				
Бассейновая	Переходная	Отложений заливно-лагунного побережья	БЗ	Прибрежных	БЗП
				Активных	БЗА
				Глубоких	БЗГ
	Отложений подводной части дельты	БД	Дельтовых	БДД	
			Аван-дельтовых	БДА	
			Приморских озер	БПО	
	Мелководно-бассейновая	Отложений полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья	БП	Ваттов	БПВ
				Прибрежных	БПП
				Активных	БПА
		Отложений открытого подвижного бассейнового мелководья	БМ	Мелководных	БММ
				Баров	БМБ
	Подвижных	БМП			
Отложений наиболее удаленной от побережья части бассейна	БУ				



фациальная кривая, которую мы получаем путем «складывания» ломаных линий. По сути, это методика впервые использована Р. Муром [4], а потом доведена до совершенства Г.А. Ивановым [3]. На рисунке приведено распределение фаций в общем профиле «область сноса – приемный бассейн» (фациальная кривая), а также более детальные заголовки для прибрежно-бассейнового (фация 1) и аллювиального (пролювиального) – озерного (фация 2) палеоландшафтов [1].

Подводя итоги, заметим, что использованный метод литолого-фациального анализа, позволяет наиболее полно и без затруднений выяснить физико-географическую обстановку времени накопления осадков. Это имеет преобладающее значение при изучении многих видов полезных ископаемых, в том числе и всех горючих (нефть, газ, уголь).

#### Литература

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: Учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.
2. Жемчужников Ю.А. и др. Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна. – М.: Изд-во АН СССР, 1959. – Ч. 1. – 331 с, 1960. – Ч. 2. – 346 с.
3. Иванов Г.А. Угленосные формации. – Л.: Наука, 1967. – 407 с.
4. Периодические процессы в геологии. – Л.: Недра, 1967. – 264 с.

### ВЛИЯНИЕ ЦЕМЕНТА НА ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЕСЧАНИКОВ ПЛАСТА Ю<sub>12</sub> В СКВАЖИНЕ 18 ГЕРАСИМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Т.В. Жилина

Научный руководитель доцент Н.М. Недолилко  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучены песчаные отложения пласта Ю<sub>12</sub> юрского терригенного нефтегазоносного комплекса, вскрытые бурением в интервале глубин 2873,9–2891,5 м скважиной 18 Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение находится в Казанском нефтегазоносном районе Томской области, в тектоническом плане приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в зоне сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала (юго-восток Западно-Сибирской плиты). При испытании из интервала 2878,0–2893,0 м (абс. отм. -2773,0–-2788,0 м) получен приток нефти дебитом 3,6 м<sup>3</sup>/сут с газовым фактором 97 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 5 мм.

Исследовалась зависимость пористости, проницаемости, плотности и водонасыщенности пород от количества цемента и от его минералогического состава, а также оценивался вклад процессов, проявленных в породе (растворение, нефтенасыщение) на формирование коллекторских свойств пород.

Литологические исследования показали неоднородность строения пласта и вторичных преобразований песчанников пласта Ю<sub>12</sub>, выразившуюся в вертикальной зональности (рисунок).

Сверху вниз по разрезу выделяются следующие зоны, аналогичные зонам, выделенным Р.С. Сахибгареевым [1]:

**1) водонасыщенная** с пелитоморфным каолинит-хлорит-гидролюдистым цементом (2874–2877,0 м);

**2) нефтенасыщенная** (2878,0–2893,0 м):

**2 А) нефтенасыщенная слабого изменения** с пелитоморфным каолинит-хлорит-гидролюдистым и неравномерно раскристаллизованным каолиновым цементом (2878,0–2887,3 м);

**2 Б) нефтенасыщенная со следами древнего водонефтяного контакта безбитумная** подзона растворения (2887,3–2889,0 м);

**2 В) нефтенасыщенная со следами древнего водонефтяного контакта битумсодержащая** с растворением и раскристаллизованным каолиновым цементом и пленками окисленного битума (2889,0–2891,6 м);

**2 Г) нефтенасыщенная со следами древнего водонефтяного контакта безбитумная** со следами растворения и каолиновым цементом (2891,6–2893 м);

**3) цементации** с кварцевым и кальцитовым цементом (2893,0–2894 м).

**В водонасыщенной зоне 1) песчаники** мелкозернистые:

- в обломочной части наряду с обломками пород, они содержат сильно измененные полевые шпаты, замещенные слюдястыми минералами и пелитом, кварц в них слабо корродирован цементом и не регенерирован; обломки слабо растворены;

- цемент сложен преимущественно пелитовым агрегатом хлорита, каолинита и гидролюды;

- емкостно-фильтрационные свойства низкие: породы плотные, слабо пористые, содержат мелкие изолированные поры, пористость 0,9–8,2 %, породы не проницаемы.

- нефтяного вещества нет.

Прослой песчанников с кальцитовым цементом (2877–2878,8 м) изолирует водонасыщенные песчаники от залегающих ниже нефтенасыщенных.

**Нефтенасыщенный интервал (зона 2 А слабого растворения – 2878,8–2887,3 м)** сложен также песчаниками мелкозернистыми. Но имеют следующие особенности:

- обломочный материал в них характеризуется свежестью компонентов и представлен слабо измененными полевыми шпатами и слабо корродированными обломками кварца;

- обломки растворены слабо;

–цемент имеет гидрослюдистый с примесью хлорита, каолинита, сидерита и кальцита состав, но в его составе присутствует раскристаллизованный каолинит, который развивается по гидромусковиту и образует неравномернокристаллические вермикулитоподобные и микрозернистые равномернопакетные агрегаты, приуроченные к крупным порам; отмечается также сидерит в виде пелитоморфных микроконкреций микрокристаллического пятнистого цемента, а в нижней части встречаются рассеянные мелкие (0,01–0,02 мм) двух-трехлепестковые, плохо образованные сферокристаллы, в виде единичных вкраплений присутствует кальцит;

–емкотно-фильтрационные свойства повышаются: пористость возрастает до 10,7 %, проницаемость – до  $0,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В песчаниках, расположенных ниже 2887,3 м, отмечено существование древнего водонефтяного контакта, сформировавшего зону растворения с двумя безбитумными и одной битумсодержащей подзонами.



Рис. Заанальность пласта Ю<sub>12</sub> в скважине 18 Герасимовского месторождения

**Нефтенасыщенный интервал (зона 2 Б со следами древнего водонефтяного контакта безбитумная подзона растворения – 2887,3–2889,0 м)** сложен также песчаниками мелкозернистыми. Но они имеют следующие особенности:

–обломки в них интенсивно растворены;

–цементы имеют каолиновый состав с хорошей раскристаллизацией каолинита до крупных пакетов, относятся к поровому типу;

–поровое пространство представлено межзерновыми порами, порами в обломках, порами в каолиновом цементе;

–емкотно-фильтрационные свойства повышаются: при пористости до 15,5 %, проницаемость увеличивается до  $17,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**Нефтенасыщенный интервал (зона 2 В – породы со следами древнего водонефтяного контакта – битумсодержащая подзона – 2889,0–2891,6 м)** характеризуется тем, что в ней:

–обломки интенсивно растворены;

–цементы имеют каолиновый состав с хорошей раскристаллизацией каолинита до крупных пакетов, относятся к поровому типу;

–цемент и обломки содержат примазки и пленки бурого окисленного битума;

–емкотно-фильтрационные свойства повышаются: при пористости до 15,6 %, проницаемость увеличивается до  $20,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**Нефтенасыщенный интервал (зона 2 Г – породы со следами древнего водонефтяного контакта, безбитумная подзона – 2891,6–2893 м)**, как и вышележащая зона растворения 2Б, характеризуется тем, что:

–обломки также интенсивно растворены;

–цементы тоже имеют каолиновый состав с хорошей раскристаллизацией каолинита до крупных пакетов и относятся к поровому типу;

–цемент и обломки не содержат битума;

–емкостно-фильтрационные свойства: при пористости до 14,1 %, проницаемость составляет до  $9,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

**В зоне 3 – цементации** (2893,0-2894 м) находится подошвенная часть пласта. Особенности пород в этой части таковы:

–обломки здесь растворены слабо, чаще регенерированы;

–цементы кальцитовые с примесью вторичного кварца состав, относятся к поровому и базальному типам;

–емкостно-фильтрационные свойства резко снижаются: пористость – до 5,7 %, проницаемость падает до 0.

Вклад каждого из компонентов цемента и общего содержания цемента в формирование коллекторских свойств пород пласта оценивался с помощью корреляционного анализа.

Таблица 1

Значения коэффициентов корреляции между составом и количеством цемента и глубиной залегания пород

	Состав и содержание цемента					
	Карбонатность	сидерит	каолинит	хлорит + гидрослюда	кварц	сумма цемента
Глубина, м	-0,23	0,34	0,62	-0,54	0,12	-0,22

Породы представлены алевролитами и песчаниками средне- и мелкозернистыми, цементированными разными по составу цементами. Содержание цемента в песчаниках пласта 7,1–25 %, в карбонатизированных разностях его количество до 44 %. Состав цемента полиминеральный, в цементе преобладают сидерит, хлорит, гидрослюда, каолинит, присутствует новообразованный кварц. Часто роль своеобразного цемента выполняет окисленный битум. Наибольшее количество цемента наблюдается в подошвенных и кровельных участках, наименьшее – в средней части пласта. В нефтенасыщенной части в подошве пласта количество цемента сокращается; коэффициент корреляции К (таблица 1) между количеством цемента и глубиной в этой части пласта составляет -0,22. Увеличение цемента в кровле пласта связано, главным образом, с кальцитовым (К=-0,23) и хлорит-гидрослюдистым (К=-0,54) цементом, наиболее распространенными в верхней части пласта. В середине и подошве пласта в песчаниках значительную роль приобретает каолинит (К=0,62), сидерит (К=0,34) и кварц (К=0,12). Кварц, главным образом, распространен в плохо проницаемых породах с невысокой плотностью и высокой степенью водонасыщения. Гидрослюда и хлорит развиты в породах с низкими коллекторскими свойствами, высокой плотностью и высокой степенью водонасыщения; кальцит приурочен к плотным водонасыщенным прослоям с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, сидерит чаще встречается в породах с хорошими коллекторскими свойствами, низкой плотностью и водонасыщенностью.

Емкостно-фильтрационные свойства пород по пласту изменяются. Пористость пород варьирует в пределах 0,9–15,6 %, проницаемость –  $0,03–20,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, плотность – 2,23–2,64 г/см<sup>3</sup>, водонасыщенность – 22,4–80,1 %. Породы относятся к VI–IV классам, согласно классификации А.А. Ханина [2], с очень низкой, низкой и пониженной оценкой по проницаемости и емкости.

Анализ зависимости свойств пород от состава и суммы цемента **в зоне 1) водонасыщенной** показывает, что основными факторами, снижающими коллекторские свойства и повышающими плотность песчаников в этой зоне являются: общее содержание цемента и кальцит и, напротив, увеличивающими пористость и проницаемость и снижающими плотность пород является каолинит. Этот минерал тяготеет к породам с более высокой степенью растворения (таблица 2). Коэффициенты корреляции между содержанием цемента и наличием в его составе кальцита, сидерита, хлорита и гидрослюды с одной стороны и пористостью и проницаемостью – с другой, отрицательные и имеют достаточно высокое значение по модулю, а с плотностью эти параметры связаны довольно-таки высокой положительной корреляцией. Общее количество цемента в нерастворенных участках и содержание вышеуказанных компонентов увеличиваются (значение К= -0,25– -0,54), в то время как коэффициент корреляции между коллекторскими свойствами пород и содержанием каолинита в этой зоне очень высок (К = 0,21–0,90).

Таблица 2

Теснота корреляционной связи между минералогическим составом цемента и свойствами пород в зоне 1

Свойства и процессы	Состав и количество цемента				
	кальцит	сидерит	каолинит	хлорит+ гидрослюда	сумма
Пористость	-0,56	-0,44	0,90	-0,32	-0,65
Проницаемость	-0,36	-0,11	0,78	-0,37	-0,45
Плотность	0,61	-0,02	-0,57	0,30	0,74
Водонасыщенность	0,17	-0,61	0,21	-0,28	0,16
Растворение	-0,47	-0,25	0,82	-0,32	-0,54

В средней нефтенасыщенной зоне (подзона 2А) основными факторами, влияющими на снижение коллекторских свойств и увеличение плотности пород, также являются карбонаты (высокие отрицательные значения коэффициента корреляции между карбонатностью пород и их пористостью и проницаемостью и высокие положительное значение коэффициента корреляции между карбонатностью и плотностью). Увеличение содержания каолинита мало сказывается на коллекторских свойствах: минерал распределен неравномерно, приурочен к участкам растворения, но повышенное содержание хлорит-гидрослюдистого и цементов затушевывают его влияние. Тем не менее, увеличение общего количества цемента (таблица 3) связано с растворимыми частями породы ( $K = -60$ ).

Таблица 3

Теснота корреляционной связи между минералогическим составом цемента и свойствами пород в зоне 2А

Свойства и процессы	Состав и количество цемента					
	кальцит	сидерит	каолинит	хлорит+ гидрослюда	кварц	сумма
Пористость	-0,87	-0,25	0,01	-0,23	0,30	0,19
Проницаемость	-0,52	-0,01	-0,19	-0,09	0,46	0,34
Плотность	0,85	-0,24	-0,03	0,22	-0,35	-0,23
Водонасыщенность	0,31	-0,32	0,25	-0,13	-0,25	-0,23
Растворение	-0,12	-0,07	0,72	-0,82	-0,34	-0,60

Повышение содержания каолинита влияет на суммарное воздействие общего количества цемента: значения коэффициентов корреляции между пористостью и содержанием цемента, а также между проницаемостью и содержанием цемента становятся меньше по модулю и приобретают положительные значения. Каолинит и кварц приурочены к участкам растворения ( $K_k = 0,67$ ;  $K_{kv} = 0,61$ ) с высокой остаточной водонасыщенностью ( $K_k = 0,56$ ;  $K_{kv} = 0,82$ ), хлорит-гидрослюдистый цемент, напротив, тяготеет к областям, в которых растворение проявлено слабо ( $K = -0,41$ ). В связи с этим понятна высокая положительная связь коллекторских свойств с одной стороны и содержанием кварца и каолинита – с другой, а также отрицательная связь между содержанием каолинита и кварца и плотностью пород.

В безбитумной подзоне растворения (2Б, 2Г) возрастает роль каолинита иногда кварца (таблица 4).

Здесь высока роль хлорит-гидрослюдистого цемента. Здесь особое значение приобретает каолинит в связи с его высоким содержанием в поровом пространстве песчаников. Коэффициенты корреляции между коллекторскими свойствами и содержанием минерала высокие по модулю и имеют положительное значение ( $K = 0,95 - 0,97$ ), а суммарное влияние цемента измеряется тесной положительной корреляцией ( $K = 0,83 - 0,85$ ).

Цементы в битумсодержащей подзоне (2В) также сложены преимущественно каолинитом. Поэтому роль каолинита в формировании коллекторских свойств пород в выделенной подзоне трудно переоценить: пористость и проницаемость (таблица 5) связаны высокой корреляционной зависимостью с каолинитом ( $K = 0,96 - 0,92$ ) и суммарным содержанием цемента в целом ( $0,89 - 0,66$ ). Кальцит практически не влияет на формирование коллекторских свойств в связи с его малым количеством, он находится в тупиковых участках пор, удаленных от процессов растворения ( $K = -0,82$ ) и битумообразования ( $K = -0,59$ ). Сидерит также присутствует в участках, не затронутых растворением, его влияние на коллекторские свойства в связи с незначительным содержанием перекрывается влиянием других факторов, что и обусловило его положительную связь с ФЕС пород. Тесная обратная корреляционная зависимость устанавливается между плотностью и водонасыщенностью пород – с одной стороны, и содержанием каолинита и цемента в целом – с другой. В составе цементирующего материала в этой подзоне высокая роль принадлежит окисленному битуму ( $K = 0,96$ ), который заполняет все свободное поровое пространство между пакетами каолинита.

Таблица 4

Теснота корреляционной связи между минералогическим составом цемента и свойствами пород в подзонах 2Б, 2Г

Свойства и процессы	Состав и количество цемента					
	кальцит	сидерит	каолинит	хлорит+ гидрослюда	кварц	сумма
Пористость	0,18	0,06	0,95	-0,55	0,89	0,85
Проницаемость	0,12	0,21	0,97	-0,52	0,93	0,83
Плотность	-0,16	-0,22	-0,95	0,54	-0,89	-0,83
Водонасыщенность	-0,66	-0,17	0,56	0,27	0,82	0,13
Растворение	0,13	0,46	0,67	-0,41	0,61	0,58

В зоне 3 цементации с кварцевым и кальцитовым цементом (2893,0–2894 м) пористость уничтожается базальным кальцитом, породы теряют коллекторские свойства и количественно оценить влияние различных типов цемента невозможно: и кварцевый и кальцитовый цементы уничтожают пористость.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что нефтенасыщенный песчаный пласт Ю<sub>12</sub> на Герасимовском месторождении имеет неоднородное строение: различная степень структурных и минералогических преобразований предопределила вертикальную зональность.

Увеличение общего содержания цемента, а также увеличение в составе цемента таких минералов, как гидрослюды, хлорит, кальцит, сидерит ведет к ухудшению коллекторских свойств пород. В породах с улучшенными коллекторскими свойствами отмечается почти мономинеральный каолиновый цемент, что обусловило высокие значения корреляции между емкостно-фильтрационными свойствами и количеством каолинита в составе цемента.

Таблица 5

*Теснота корреляционной связи между минералогическим составом цемента и свойствами пород в подзоне 2В*

Свойства и процессы	Состав и количество цемента			
	кальцит	сидерит	каолинит	сумма
Пористость	-0,01	0,42	0,96	0,98
Проницаемость	-0,19	0,41	0,92	0,66
Плотность	0,02	-0,33	-0,89	-0,92
Водонасыщенность	-0,08	-0,60	-1	-0,73
Растворение	-0,82	-1	-0,52	0,04
Битум	-0,59	-0,30	0,60	0,96

Наиболее высокие коллекторские свойства отмечены в зоне 2, они обусловлены растворением пород и замещением гидрослюдистого цемента крупнопакетным каолиновым. Основными факторами, формирующими поровое пространство являются растворение пород, наиболее интенсивно проявленное в подзонах 2В и 2Г.

Выявленная структурно-минералогическая неоднородность коллекторов в участках с разным типом насыщения способствует более корректному определению положения водонефтяных контактов и контуров залежей, повышает точность подсчета запасов и способствует повышению эффективности поисков и разведки углеводородного сырья.

Проведенные детальные исследования позволяют сформулировать критерии прогнозирования песчаных пород с улучшенными коллекторскими свойствами.

Растворение пород, протекающее в участках водонефтяных контактов, способствует перераспределению пустотно-порового пространства: зоны с вторичной пустотностью располагаются в непосредственной близости от ВНК, в участках, удаленных от ВНК, образуются непористые, плотные, вторично сцементированные породы. При этом создаются благоприятные условия не только поступлению углеводородов в коллектор, но и сохранности залежей.

#### Литература

- Сахибгареев Р.С. Основные типы вторичных изменений коллекторов, происходящих в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов, и их значение для оптимизации поисково-разведочных работ // Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения залежей углеводородов и их значение для оптимизации геологоразведочных работ. – Л.: Недра, 1990. – С. 7–30.
- Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

### **ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗРЕЗА ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ 95 МАЛОБАЛЫКСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

**И.М. Гладких**

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Цель исследований заключается в получении детальной литологической, петрографической, минералогической и геохимической информации по керну глубокой скважины 95 Малобалыкского месторождения. Информация необходима для интерпретации геофизических данных, уточнения геологической модели месторождения, выявления эффективных пород-коллекторов и ловушек углеводородов, а также изучения пород фундамента, вскрытых в разрезе изученной скважины. Скважиной вскрыты промышленные залежи углеводородов, в связи с этим актуально выявление нефтематеринских пород, зон флюидомиграции и аккумуляции углеводородов и изучение строения ловушек нефти для их эффективной эксплуатации.

Технология исследования ориентирована на использование флюидодинамической концепции нефтегазообразования [1]. Эта концепция допускает формирование нескольких зон разуплотнения на разных глубинных уровнях осадочного бассейна; образование углеводородов как постоянно действующий процесс, протекающий в широком диапазоне температур и глубин; преимущественно вертикальную миграцию, как углеводородов, так и прогретых растворов ионного типа, обеспечивающих тепло- и массоперенос; приуроченность последних к зонам тектонических нарушений; вовлечение в процесс нефтегазообразования органического вещества из ниже- и вышележающих горизонтов [2].

В основе флюидодинамической концепции лежит два основополагающих процесса: блоковая геодинамика и флюидные потоки. Совместно эти два процесса обеспечивают необходимый тепловой обмен между различными интервалами осадочного бассейна в непрерывном режиме дефлюидизации системы «фундамент – осадочный чехол» и, таким образом, формируют цепочку: миграция нагретой флюидной смеси – генерация углеводородных растворов в нефтегазоматеринских интервалах – миграция углеводородных растворов – аккумуляция в зонах снижения температур и давлений [4].

Изучение флюидодинамических процессов основано на технологии, разработанной в Томском политехническом университете. Технология базируется на результатах комплексных исследований особенностей формирования и постседиментационных изменений осадочных пород на элементном, минеральном, породном и слоевом уровнях. При этом изучаются литологические особенности формирования отложений и нефтематеринских пород и изменения в них, обусловленные процессами наложенного эпигенеза и дислокационного метаморфизма и метасоматоза, которые сопровождают миграцию углеводородных флюидов в осадочных бассейнах. Источником информации для наших исследований служат образцы керны и шлама.

1. Литологические исследования. Опыт детального изучения нефтегазоносных отложений по керну и шламу скважин, полученный в петролого-геохимической лаборатории Томского политехнического университета, показал, что для решения поставленных задач оптимальным является комплекс традиционных литологических, в том числе, битуминологических, петрографических и минералогических методов исследования и новых приёмов ядерно-геохимических исследований.

2. Детальное петрографическое изучение пород позволило выделить особенности слагающих их обломочных и глинистых пород.

Обломочные породы отнесены нами к песчаникам, преимущественно мелкозернистым, и алевролитам. По составу слагающих обломков, они соответствуют граувакковым аркозам и полевошпатово-кварцевым грауваккам. Породы характеризуются средней и хорошей сортированностью обломочного материала и различной окатанностью обломков. Цемент пород представлен карбонатным, кремнистым и глинистым материалом с преобладанием последнего.

Глинистые породы имеют каолинитово-гидрослюдистый состав с хлоритом и биотитом, с примесью алевроитового материала и захороненного органического вещества. Захороненное органическое вещество представлено углефицированными остатками растительного детрита и разложенного органического вещества.

Микроскопическое изучение минерального и компонентного состава пород, а также их микротекстурных и микроструктурных особенностей, позволило нам сделать следующие наиболее общие выводы.

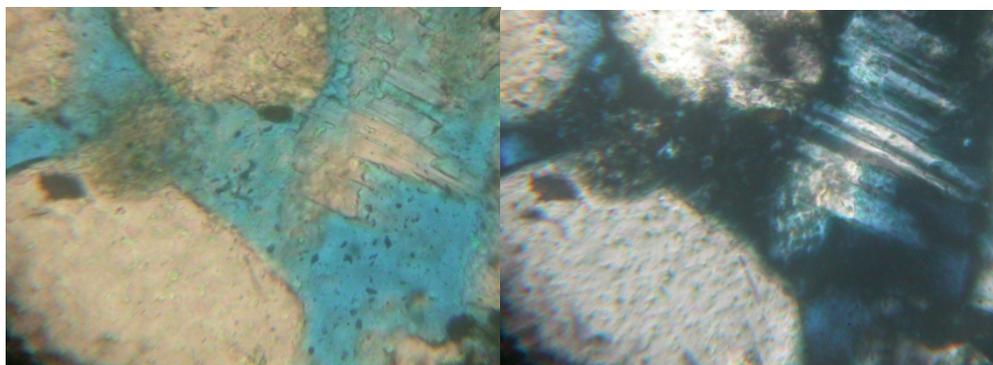
В процессе становления пород проявились как стадийные – диагенетические, катагенетические и метагенетические их преобразования, так и изменения, вызванные процессами наложенного эпигенеза.

Стадийные изменения выразились в развитии конформно-регенерационных и инкорпорационных структур цементации обломочных компонентов пород.

Дислокационные изменения проявились на стадии наложенного эпигенеза и выразились в пластических деформациях минералов (нарушенное погасание и грануляция кварца, полевых шпатов, «срывы» границ обломков, появление микротрещин и эффектов дробления рис. 1 а, б).

Минеральные изменения на стадии наложенного эпигенеза выразились в гидрослюдизации, мусковитизации и биотитизации, обильной карбонатизации пород, регенерации кварца и полевых шпатов, а также выносе петрогенных компонентов и формировании новообразованного пустотного пространства. При этом формировались отдельные поры изометричной формы, поры в губчатых и скелетных минералах и поры сложной трещинно-поровой морфологии, чаще всего повышающие фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.

В целом результаты литогеохимических исследований свидетельствуют о том, что процессы наложенного эпигенеза оказали существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов Малообальского месторождения. Ядерно-геохимические исследования способствуют фиксации элементов, особенности распространения и концентрация которых во многом предопределены процессами литогенеза (рис. 2).



*Рис. 1. Песчаник мелкозернистый, обломки кварца и полевого шпата частично, а иногда полностью растворены (1). Пустотное пространство и его сопряжённость увеличены (2).*

*Шлиф 2910, скв.95, гл.2031,18*

*(а-Н//, б-Н+, ув.об.25х)*

Ядерно-физические методы позволили выявить изменения величин отношения  $U/Al_2O_3$  за счет процессов наложенного эпигенеза. Значения  $U/Al_2O_3$ , меньшие  $0,18 \cdot 10^{-4}$ , позволяют выделять отрицательные литогеохимические аномалии, соответствующие участкам развития процессов наложенного эпигенеза, которые способствуют формированию зон разуплотненных пород. В комплексе с петрографическими исследованиями анализ положительных аномалий отношения  $U/Al_2O_3$  позволяет изучать качество пород-покрышек, возникающих за счет процессов инфильтрационного эпигенеза.

В результате проводимых исследований установлено, что среди эпигенетических преобразований пород в разрезе скважин преобладают процессы углекислотного метасоматоза с новообразованиями. Нами выполнены анализы на определение содержаний урана и глинозема, проведен рентгеноструктурный анализ проб метасоматически измененных пород.

На основе комплексного анализа разрезов скважин с использованием литолого-петрографических, минералого-геохимических и ядерно-физических исследований можно говорить о том, что нефть имеет свойство мигрировать в другие горизонты. Таким образом, опираясь на флюидодинамическую модель формирования залежей углеводородов и результаты ядерно-физических и петрографических исследований горных пород, можно говорить о достаточно высокой перспективности палеозойских отложений на поиски месторождений нефти и газа.

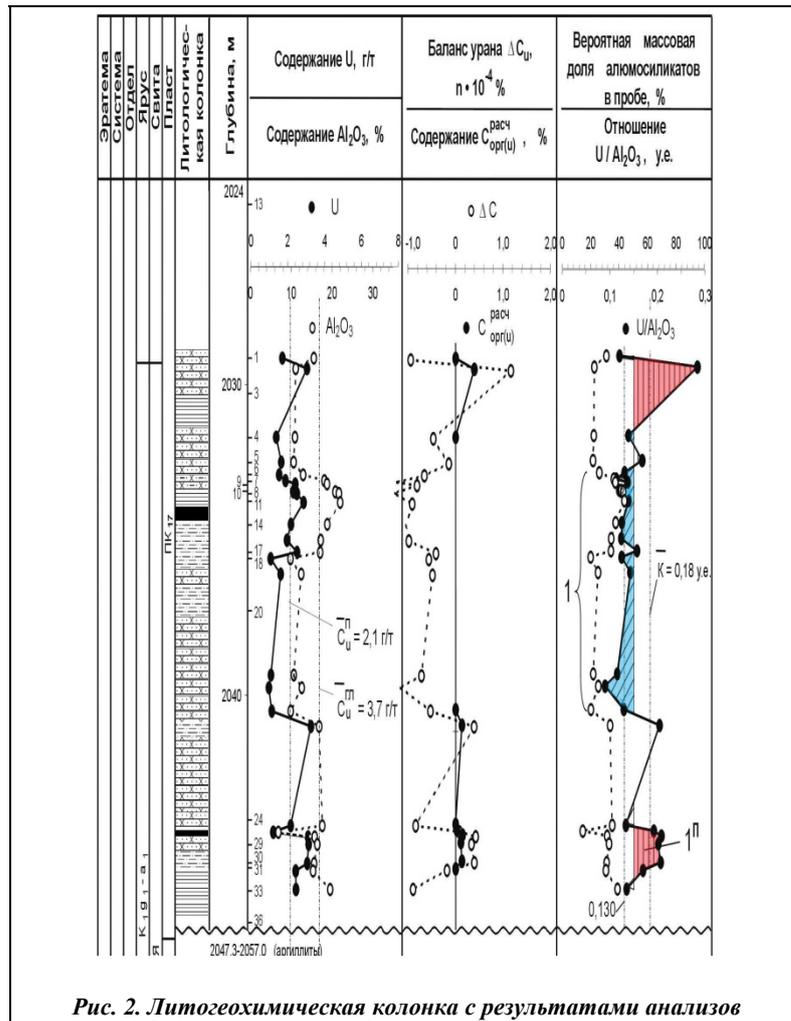


Рис. 2. Литогеохимическая колонка с результатами анализов

Такое представление о процессах формирования залежей нефти и газа позволяет по-новому взглянуть на перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений. Они обладают всеми необходимыми качествами для того, чтобы служить вмещающей толщей для залежей углеводородов: они сложены преимущественно нормальными осадочными образованиями с невысокой степенью метаморфизма, вмещают захороненное органическое вещество, расположены в благоприятном для нефте- и газообразования диапазоне глубин и температур. Однако несмотря на общие благоприятные факторы, при поисках зон аккумуляции углеводородов в палеозойских отложениях необходимо постоянно уточнять их геологическое строение; причем в условиях крайне ограниченного объема фактического материала, надежность оценок необходимо подкреплять как можно более широким спектром применяемых инструментов и методик.

## Литература

1. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.
2. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень, 1990.
3. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин. Ханты-Мансийский автономный округ / Под ред. В.Ф. Гришкевича. – Ханты-Мансийск, 2000. – Т. 1.
4. Методика палеогеоморфологических исследований нефтегазоносных областей СССР, Министерство геологии СССР, Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт. – М.: Недр, 1985. – вып. 250.

### ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СРЕДНЕ-НИЖНЕЙ ЮРЫ (ПЛАСТЫ Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>13</sub>) ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ю.Л. Зайцева

Научный руководитель заведующий отделом Л.В. Смирнов

*Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск, Россия*

Основными объектами поисковых работ на территории Западно-Сибирской плиты, в частности, в пределах Нюрольской впадины до настоящего времени являются продуктивные пласты верхней юры.

По мере увеличения поисковых работ открытия нефти в верхней юре, привело к открытию залежей нефти и газа в отложениях нижней и средней юры [3]. Наиболее значимые залежи нефти в Нюрольской впадине, были открыты в нижней и средней юре, особенно в юго-восточной ее части: Смоляное, Широтное месторождения нефти и Северо-Калиновое газонефтяное месторождение [2].

В средне-нижней юре юго-восток Нюрольской впадины представлял собой прогнутую обширную депрессию, представленную мелководными морскими заливами с песчано-алеврито-глинистым осадконакоплением. Отложения представлены среднезернистыми реже мелкозернистыми серыми, светло-серыми массивными, горизонтально-слоистыми, иногда волнистослоистыми песчаниками с прослоями темно-серых аргиллитов, серыми алевролитами и аргиллитами с прослоями углистых пород. По вещественному составу песчаники и алевролиты относятся к полевошпато-кварцевым грауваккам с глинистым, гидрослюдистым иногда кальцитовым, сидиритовым цементом. В средней юре обломочный материал составляет 91–96% и состоит из кварца (20–36%), полевых шпатов (14–24%), обломков различных пород (43–56%). В нижней юре обломочный материал составляет 85–96% и состоит из кварца (27–31%), полевых шпатов (26–29%), обломков пород (43–45%) [3].

Смоляное месторождение находится в южной части Нюрольской впадины. В пределах его пробурено шесть поисковых скважин. Из пласта Ю<sub>4</sub> в интервале опробования 2752–2768 м скважины № 1, получен приток нефти с дебитом Qн – 11 м<sup>3</sup>/сут, при использовании штуцера 3 мм. Пласт имеет достаточно однородное строение. Обладает высокими фильтрационно-емкостными свойствами, эффективная толщина его составляет около 13,4 м при общей мощности 16 м, пористость – 17% по данным геофизических исследований скважин (ГИС) (таблица 1). Другие песчаные пласты, выделенные в этой скважине – Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>7</sub>, не дали положительных результатов (по испытанию пласта (ИП) – “сухо”), что связано с ухудшением коллекторских свойств пород. В песчаниках увеличивается количество глинистых минералов и уменьшается количества кварца, что приводит к снижению пористости пород. В других скважинах на данной площади продуктивный пласт Ю<sub>4</sub> замещается плотными породами и можно выделить лишь зону его развития по положению угольных реперов. В скважине № 3 в интервале опробования 2727–2758 м пласт Ю<sub>3,4</sub> является водоносным (по ИП Qв – 1,0 м<sup>3</sup>/сут). В скважине № 4 пласт Ю<sub>5</sub>, в интервале опробования 2766–2807 м, по данным испытаний дал приток воды с дебитом 2,5 м<sup>3</sup>/сут. В скважинах № 5 и № 6 в пластах Ю<sub>5,6</sub> и Ю<sub>5</sub> в интервалах опробования 2758–2789 м и 2793–2825 м по данным испытаний были получены притоки воды с дебитами 2,5 м<sup>3</sup>/сут и 0,75 м<sup>3</sup>/сут соответственно (таблица 1), пласты находятся ниже гипсометрической отметки относительно продуктивного пласта Ю<sub>4</sub>.

Таблица 1

Характеристика нефтяного пласта Ю<sub>4</sub> Смоляного месторождения

Дата подсчета. Изогипса	Пласт	Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	Эффек. толщина	Коэф. порист. (%)	Коэф. нефтенас.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Коэф. извлеч.	Балансовые запасы (млн.т)	
								C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
1.01.2004 г. -2635	Ю <sub>4</sub>	4	13,4	17	0,55	0,87	0,35	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
								3,488	
-2640	Ю <sub>4</sub>	19	4,5	17	0,55	0,87	0,35		5,563

Месторождения нефти на Смоляной площади имеют достаточно ограниченные размеры, сосредоточены в пласте Ю<sub>4</sub> (тюменская свита), который практически во всех направлениях ограничен литологическим экраном. Балансовые запасы нефти, подсчитанные по категории C<sub>1</sub> на 01.01.2004 г.) по изогипсе –2635 м, составляют 3,488 млн. т, площадь нефтеносности – 4 км<sup>2</sup>. Балансовые запасы нефти, подсчитанные по категории C<sub>2</sub> по изогипсе – 2640 м, составляют 5,563 млн. т, площадь нефтеносности – 19 км<sup>2</sup> [1].

Северо-Калиновое месторождение находится на востоке Нюрольской впадины. В поисковых целях на площади были пробурены 10 скважин. Скважина № 21 в интервале 2656–2673 м вскрыла пласт Ю<sub>2</sub>, по ИП пласт

содержит газ и конденсат  $Q_g - 1,53$  тыс.м<sup>3</sup>/сут,  $Q_k - 5,4$  м<sup>3</sup>/сут и пласт Ю<sub>6</sub> на глубине 2821–2832 м по результатам испытаний газоконденсатный  $Q_{g+k} - 25$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. В скважине № 25 в интервале 2694–2706 м в пласте Ю<sub>2</sub> по данным испытаний получен приток воды. В интервале опробования 2871–2875 м скважиной был вскрыт пласт Ю<sub>6</sub> по данным ИП с дебитом нефти  $Q_n - 62,4$  м<sup>3</sup>/сут, полученный с использованием штуцера с диафрагмой 8 мм и газа  $Q_g - 1,9$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. В скважине № 27 пласт Ю<sub>6</sub> прослеживается на глубине 2881–2890 м. По проведенным испытаниям пласт содержит пластовую воду и не более 25 % нефти. В скважине № 28, песчаный пласт Ю<sub>2</sub> в интервале 2667–2673 м, содержащий по ИП пластовую воду, и пласт Ю<sub>6</sub> на глубине 2868–2879 м по данным испытаний содержит в небольших количествах нефть и пластовую воду ( $Q_n - 0,2$  м<sup>3</sup>/сут,  $Q_v - 0,2$  м<sup>3</sup>/сут. В скважинах № 29, № 31 пласт Ю<sub>6</sub> прослеживается, но по данным ИП – “сухо”. В скважине № 30, пласт Ю<sub>2</sub> по данным испытаний является водоносным, в пластах Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>9</sub> получена вода с пленкой нефти.

Результаты испытаний показали, что наиболее продуктивным пластом на данной площади является пласт Ю<sub>6</sub> (тюменская свита), другие пласты имеют признаки нефте- и газонасыщения. Водоносные пласты имеют абсолютную отметку ниже уровня залегания продуктивного пласта Ю<sub>6</sub>. Пласты прослеживаются по всей территории Северо-Калиновой площади и имеют относительно выдержанную мощность. Состоят из средне-мелкозернистых песчаников с редкими прослоями аргиллитов. Балансовые залежи нефти по категории С<sub>1</sub> на 01.01.1982 г. составили 1,790 млн. т, площадь нефтеносности в районе скважины № 25 (по изогипсе –2742 м), составила 14,0 км<sup>2</sup>. Балансовые запасы по категории С<sub>2</sub> составили 9,18 млн. т, (по изогипсе –2767 м), площадь нефтеносности составила 21 км<sup>2</sup> (таблица 2), также из этого пласта был получен газ, запасы которого оцениваются по категории С<sub>1</sub> в 0,370 млрд. м<sup>3</sup> на 01.01.1982 г.

Таблица 2

**Характеристика нефтяного пласта Ю<sub>6</sub> Северо-Калинового месторождения**

Дата подсчета. Изогипса	Пласт	Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	Эффек. толщина	Коеф. порист.	Коеф. нефтенас.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Коеф. извлеч.	Балансовые запасы (млн.т)	
								C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
1.01.1982г. скв. 25 -2742	Ю <sub>6</sub>	14	3,6	0,16	0,65	0,852	0,35	1,790	
-2767	Ю <sub>6</sub>	21	5,6	0,16	0,65	0,756	0,35		9,18

Широтное месторождение находится на севере Нюрольской впадины. На площади были пробурены 3 поисковые скважины. Скважина № 50 на глубине 3022,0–3040,4 м вскрыла пласт Ю<sub>13</sub>, он сложен мелкозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов. По результатам испытаний пласт газоконденсатный  $Q_g - 2,5$  тыс.м<sup>3</sup>/сут,  $Q_k - 0,2$  м<sup>3</sup>/сут. В скважине № 51 в интервале опробования 2878–2883 м прослеживается пласт Ю<sub>7</sub>, по ИП получен приток нефти  $Q_n - 1,2$  м<sup>3</sup>/сут, в пласте Ю<sub>13</sub> по данным испытаний на глубине 3020–3025 м получен газ с дебитом  $Q_g - 0,54$  тыс. м<sup>3</sup>/сут. Скважина № 53 в интервале 2908–2920 м вскрыла пласт Ю<sub>7</sub> по данным испытаний из пласта был получен приток нефти  $Q_n - 1,47$  м<sup>3</sup>/сут, в пласте Ю<sub>13</sub> в интервале 3033,6–3052,4 м по данным испытания пласта получен приток нефти с дебитом 7,7 м<sup>3</sup>/сут.

На Широтном месторождении нефтяная залежь приурочена к пласту Ю<sub>13</sub> – нижнеюрские отложения (нижнепешковская подсвита). Площадь нефтеносности по изогипсе –2925 м составляет 4 км<sup>2</sup>, запасы по категории С<sub>1</sub> на 01.01.2004 г. – 1.630 млн. т, площадь нефтеносности по изогипсе – 2940 составила 4 км<sup>2</sup>, запасы по категории С<sub>2</sub> – 1,078 млн т (таблица 3).

Таблица 3

**Характеристика нефтяного пласта Ю<sub>13</sub> Широтного месторождения**

Дата подсчета	Пласт	Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	Эффек. толщина	Коеф. порист.	Коеф. нефтенас.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Коеф. извлеч.	Балансовые запасы (млн.т)	
								C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
1.01.2004г скв. 53 -2925	Ю <sub>13</sub>	4	6,8	0,14	0,62	0,863	0,25	1,630	
-2940	Ю <sub>13</sub>	4	4,5	0,14	0,62	0,8863	0,25		1,078

На юго-востоке Нюрольской впадины в нефтегазоносном отношении представляют интерес пласты, сформировавшиеся в основании тюменской свиты и верхах пешковской свиты (на границе средне- и нижнеюрских отложений). Они прослеживаются практически во всех скважинах, имеют значительную толщину и повсеместно нефтенасыщены. При обнаружении зон с хорошими коллекторскими качествами можно рассчитывать на открытие залежи.

Литература

1. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации. Нефть. Сибирский Федеральный округ, часть 5. Томская область. – Москва, 2004. – 136 с.
2. Гурари Ф.Г., Еханин А.Е., Закономерности размещения углеводородных залежей в нижне-среднеюрских отложениях Западной Сибири // Геология и геофизика, 1987. – № 10. – С. 19–26.

3. Сопоставительный анализ геологического строения и нефтегазоносности различных мегавпадин юга-востока Западно-Сибирской плиты с применением новейших технологий обработки геолого-геофизической информации с целью определения направлений нефтегазопоисковых работ в слабоизученных районах Томской области. / Контракт №245(9ф/2002)(8.6) / Отв. исполн. Л.В. Смирнов. – Новосибирск, 2002.

### ВОДНЫЕ ОРЕОЛЫ РАССЕЙНИЯ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПРЕДЕЛАХ ЧУЗИКСКО-ЧИЖАПСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

С.Б. Захаров

Научный руководитель старший научный сотрудник Д.А. Новиков  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Гидрогеологические исследования и показатели (критерии) нефтегазоносности широко применяются в практике поисковых работ на нефть и газ, а также и на другие полезные ископаемые в большинстве регионов мира. Как показывает опыт, использование гидрогеологических исследований в практике поисковых работ весьма способствует успехам в открытии новых нефтяных и газовых месторождений и целых нефтегазоносных зон (а также месторождений других полезных ископаемых – металлических руд, серы, солей). Результаты изучения водных ореолов залежей нефти и газа, образующихся в системе залежь – пластовые воды, имеют важное значение при решении многих теоретических и практических задач. Углеводородные и неуглеводородные компоненты залежей нефти и газа в условиях смещенного равновесия находятся в сложном взаимодействии с окружающими водами и породами. Основными проявлениями этого взаимодействия являются геохимические процессы рассеяния компонентов залежи, происходящие в газообразной и жидкой фазах в окружающих водах и породах [2].

Таблица

Основные показатели ореолов рассеяния углеводородов из залежей в пределах ЧЧЗН

Показатель	Площади							
	Арчинская	Калиновская	Ниж.-Табганская	Сев.-Калиновская	Тамбаевская	Урманская	Широтная	Сельвейкинская
Наличие залежи	НГК	Н	Н	НГК	Н	Н	"пустая"	"пустая"
ТУ, об. %	*	$\frac{2,17 - 4,44}{9,58}$	$\frac{0,73 - 4,00}{2,47}$	*	$\frac{4,05 - 5,65}{4,85}$	$\frac{10,9 - 18,10}{14,56}$	*	*
$\frac{CH_4}{TU}$	*	$\frac{0,89 - 41,50}{17,12}$	$\frac{19,7 - 104,3}{54,8}$	*	$\frac{14,30 - 15,10}{14,47}$	$\frac{2,80 - 7,15}{4,73}$	*	*
$\frac{CH_4}{\Sigma UV}$	*	*	$\frac{74,4 - 564,2}{253,0}$	*	$\frac{37,2 - 73,2}{55,2}$	$\frac{6,7 - 16,8}{11,8}$	*	*
Г, л/л	$\frac{0 - 8,0}{2,54}$	$\frac{0 - 7,6}{1,33}$	$\frac{0 - 9,3}{1,82}$	$\frac{0 - 9,4}{3,47}$	*	$\frac{0 - 6,7}{1,53}$	$\frac{0 - 5,4}{1,6}$	$\frac{0 - 1,5}{0,7}$
Кг	*	*	$\frac{0,089 - 0,41}{0,309}$	*	1,000	1,000	*	*
Бензол, мг/л	*	*	$\frac{0,13 - 0,73}{0,47}$	*	*	$\frac{0,2 - 0,45}{0,33}$	*	*
Толуол, мг/л	*	*	$\frac{0,06 - 0,34}{0,19}$	*	*	$\frac{0,12 - 0,34}{0,23}$	*	*
Фенол, мг/л	*	*	$\frac{1,34 - 2,52}{1,85}$	*	*	$\frac{0,89 - 1,97}{1,43}$	*	*
NH <sub>4</sub> , мг/л	$\frac{8 - 180}{95,9}$	$\frac{48 - 215}{70,9}$	$\frac{0,1 - 150}{46,1}$	$\frac{45 - 85}{70}$	$\frac{0,2 - 132}{43,9}$	$\frac{15 - 120}{54,7}$	$\frac{19 - 52}{36,2}$	$\frac{20 - 240}{105}$
HCO <sub>3</sub> , мг/л	$\frac{207 - 1831}{690,5}$	$\frac{366 - 1220}{721,5}$	$\frac{158 - 1312}{982,3}$	$\frac{713 - 1006}{878}$	$\frac{3,1 - 1150}{641,3}$	$\frac{55 - 2391}{823,7}$	$\frac{220 - 1830}{695,6}$	$\frac{518 - 995}{685,3}$
J, мг/л	$\frac{1,6 - 28,6}{15,64}$	$\frac{1,8 - 25,9}{8,37}$	$\frac{0,5 - 28,25}{8,48}$	$\frac{2,4 - 26,7}{14,15}$	$\frac{0,5 - 38,6}{18,59}$	$\frac{6 - 27,25}{13,42}$	$\frac{5 - 7,4}{6,47}$	$\frac{1,19 - 37}{11,05}$
$\frac{HCO_3}{M}$	$\frac{0,004 - 0,244}{0,04}$	$\frac{0,003 - 0,04}{0,017}$	$\frac{0,003 - 0,036}{0,018}$	$\frac{0,013 - 0,05}{0,008}$	$\frac{0,01 - 0,16}{0,022}$	$\frac{0,002 - 0,045}{0,018}$	$\frac{0,003 - 0,05}{0,021}$	$\frac{0,01 - 0,05}{0,016}$
$\frac{J}{M}$	$\frac{0,065 - 0,97}{0,378}$	$\frac{0,08 - 0,523}{0,184}$	$\frac{0,013 - 0,509}{0,175}$	$\frac{0,105 - 0,59}{0,316}$	$\frac{0,053 - 0,666}{0,394}$	$\frac{0,113 - 0,645}{0,365}$	$\frac{0,122 - 0,30}{0,142}$	$\frac{0,06 - 0,61}{0,195}$

Примечание: \* – нет данных.

Чузикско-Чижапская зона нефтегазонакопления (ЧЧЗН) находится на юго-западе Томской области и в тектоническом плане представляет собой переходную структуру 2-го порядка. В работе были проанализированы

все имеющиеся гидрогеологические материалы, в том числе по выявленным залежам на Арчинском, Калиновом и других локальных поднятиях. В работе были использованы представления о водных ореолах, изложенные в работах Е.В. Стадника, О.Л. Кузнецова, В.М. Матусевича, А.В. Петухова и др. [1–4]. В основу исследований положены материалы лабораторий ИНГГ СО РАН, ФГУП ТФ СНИИГГиМС и ОАО «Томскнефтегазгеология».

В рамках настоящей работы нами были установлены характеристики гидрогеохимического фона для палеозойских отложений ЧЧЗН и водных ореолов рассеяния залежей, выявленных в их пределах (гидрогеохимические аномалии).

Детальный анализ гидрогеологических данных по «пустым» и промышленно-нефтегазоносным структурам показал, что наиболее информативными и достоверными являются показатели, характеризующие общую газонасыщенность, состав водорастворенных газов (ВРГ) и водорастворенного органического вещества (ВРОВ) пластовых вод (табл., рис.).

Выявлена четкая зависимость при удалении от водонефтяных контактов (ВНК) ВРОВ, общей газонасыщенности, тяжелых углеводородов, коэффициента насыщения пластовых вод газами и т. д. Четко прослеживается связь существующих углеводородных залежей и гидрогеохимических аномалий.

Так, в пределах Нижне-Табаганской, Северо-Калиновой и Арчинской площади наблюдаются высокие показатели газонасыщенности – 1,82; 3,47 и 2,54 соответственно. По результатам расчетов с применением программного комплекса «HG-32», разработанного в лаборатории нефтегазоносных бассейнов ИНГГ СО РАН, на Тамбаевской и Урманской площадях установлены высокие величины коэффициента насыщения пластовых вод газами ( $K_g = 1,000$ ). Т. е. воды предельно насыщены газами, что говорит о теоретических предпосылках наличия на настоящем этапе развития нефтегазоносной системы процессов нефтегазообразования. На этих же площадях также отмечаются высокие концентрации  $\text{HCO}_3^-$  – до 2400 мг/л, J – до 38,6 мг/л и  $\text{NH}_4^+$  – до 240 мг/л. Пластовые воды Урманской и Нижне-Табаганской площадей характеризуются также высокими содержаниями бензола, фенола и толуола.

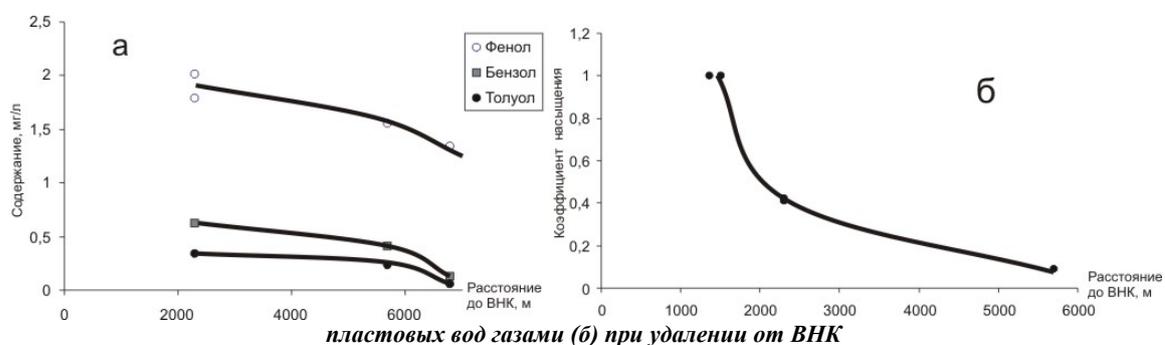


Рис. Изменение содержаний фенолов, бензола, толуола (а) и величины коэффициента насыщения

С применением ПК «HG-32» данных по составу подземных рассолов, ВРГ и термобарическим условиям нами были проведены расчеты с целью оценки перспектив нефтегазоносности верхней части палеозойских отложений ЧЧЗН. В качестве основных расчетных (прогнозных) характеристик были получены значения приведенной газонасыщенности, давления насыщения, коэффициента насыщения пластовых вод газами, индивидуальных фугитивностей газа; прогнозный фазовый тип залежи и ее равновесный газовый состав.

По результатам детального анализа всех имеющихся материалов и проведенных расчетов установлено, что в пределах верхней части палеозойских отложений Сельвейкинской и Широкой площади возможно открытие углеводородных залежей нефтяной и газоконденсатной (газовой) по фазовому составу соответственно.

#### Литература

1. Вышемирский В.С., Запивалов Н.П., Бадмаева Ж.О. и др. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: Наука, 1984. – 160 с.
2. Карцев А.А., Гаттенбергер Ю.П. и др. Теоретические основы нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1992. – С. 76–85.
3. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. – М.: Недра, 1976. – 87 с.
4. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – М.: Идея-Пресс, 2004. – 470 с.

### ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТА Ю<sub>2</sub> НА ЮЖНОМ СКЛОНЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

**В.В. Зверев**

Научный руководитель доцент Л.Г. Вакуленко

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В пределах Широкого Приобья, где сконцентрирована большая часть месторождений нефти Западной Сибири, из-за значительной степени выработки запасов крупных месторождений возникает потребность в изучении пластов с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами, характеризующимися существенной

литологической и фашиальной изменчивостью по разрезу и площади. Такие особенности характерны для горизонта Ю<sub>2</sub> (верхи среднего – большая часть верхнего бата), выделяемого в верхней части верхнетюменской подсвиты, регионально нефтеносного в пределах Сургутского свода. Его перекрывает флюидоупор высокого качества – существенно глинистые абалакская свита или нижневасюганская подсвита. На территории Широкого Приобья указанный горизонт является наиболее перспективным объектом юрского комплекса в плане поисков залежей углеводородов. В связи с этим седиментологический анализ данного объекта, в процессе которого выполняется реконструкция обстановок осадконакопления отложений, дающая возможность проследить и прогнозировать распространение алеврито-песчаных тел пород-коллекторов, имеет большое практическое значение для проведения нефтепоисковых работ.

Автором изучен горизонт Ю<sub>2</sub> на южном склоне Сургутского свода, вскрытый и охарактеризованный керном 8 скважинами на Восточно-Сургутской, Южно-Сургутской, Омбинской и Усть-Балыкской площадях. В административном плане район исследования находится на территории Ханты-Мансийского автономного округа, близ городов Сургут и Нефтеюганск. Согласно нефтегазогеологическому районированию данная территория приурочена к Сургутскому и Вартовскому нефтегазоносным районам, а по структурно-фашиальному районированию нижней и средней юры – к Фроловскому и Уват-Мегионскому фашиальным районам в пределах Обь-Тазовской и Обь-Иртышской фашиальных областей.

В работе выполнена реконструкция обстановок формирования горизонта Ю<sub>2</sub> и проведен анализ связи с ними коллекторских свойств пород. В процессе исследований использовались детальное описание керна, фотографический материал, данные геофизического исследования скважин и результаты определений фильтрационно-емкостных свойств пород. При проведении комплексного литолого-фашиального анализа мы руководствовались теоретическими обобщениями и рекомендациями, изложенными в целом ряде крупных монографий [2, 3 и др.].

Горизонт Ю<sub>2</sub> является полифашиальным и представлен отложениями четырех генетических комплексов: аллювиального, дельтового, прибрежно-континентального и прибрежно-морского. Установлена закономерная смена этих комплексов как по вертикали, так и по латерали. Вертикальная зональность представляет собой переход от аллювиального к прибрежно-континентальному и прибрежно-морскому комплексам, за исключением Усть-Балыкской площади, где речные отложения перекрываются дельтовыми, а затем прибрежно-морскими. Нижняя часть горизонта во всех изученных скважинах сложена аллювиальными отложениями, сформированными в обстановках русла и поймы. На Южно-Сургутской площади вскрыт наиболее мощный (4,2 м) песчаный пласт, сформировавшийся в условиях меандровой косы. Основная часть осадков косы откладывается, как правило, во время паводков, особенно в то время, когда вода начинает спадать. Скорость осадконакопления довольно велика. Отложения этой обстановки в разрезе представлены песчаником буровато-серым мелкозернистым нефтенасыщенным. Наблюдается характерное для подобных отложений некоторое уменьшение гранулометрического состава обломочной части и размерности углефицированного растительного детрита снизу вверх по разрезу, а также изменение текстуры пород от массивной до пологокосо-, волнисто- и горизонтальнослоистой. Менее мощные алевропесчаные пласты, сформированные в обстановке русловой отмели, наблюдаются на Омбинской и Усть-Балыкской площадях. Они представляют собой аккумулятивные тела меандрирующих рек, сложенные светло-серыми, серыми алевролитами крупнозернистыми, алевропесчаниками, песчаниками мелкозернистыми. Контакт с нижележащими отложениями резкий, часто эрозионный. Снизу вверх наблюдается смена крупномасштабной косой слоистости на волнистую, пологокосоую и субгоризонтальную. Маломощные аккумулятивные тела алевропесчаного состава формируются также в прирусловой части поймы в обстановках прируслового вала (Усть-Балыкская, Омбинская площади) и трещинного конуса выноса (Восточно-Сургутская, Усть-Балыкская площади). Отложения прируслового вала осаждались из взвеси рядом с руслом во время паводков. В разрезах представлены алевропесчаниками, песчаниками светло-серыми мелкозернистыми, с характерной градационной слоистостью, с уменьшением размера зерен снизу вверх, подчеркнутой растительным детритом и глинистым материалом, участками нарушенной корневой системы растений. Отложения трещинного конуса выноса откладывались на дистальной стороне прирусловых валов, в результате прорыва их локальными трещинами. В разрезах представлены циклитом/циклитами, в основании которых залегают алевролиты буровато-серые, крупнозернистые с мелкой таблитчатой косой слоистостью за счет концентрации сгустков сидерита и мелкого углефицированного растительного детрита. Верхняя алеврито-глинистая часть характеризуется переслаиванием серых алевролитов и темно-серых аргиллитов, с увеличением глинистости и примеси углефицированного растительного детрита к кровле. Отмечены следы смятия, размыва, мелкие ризоиды, иногда углистость. Алевропесчаные тела аллювиального комплекса разделены углисто-алеврито-глинистыми пачками, сформированными в обстановке пойменной равнины. Для них характерна литофашиальная ассоциация серых, темно-серых, послойно черных углистых аргиллитов, алевро-аргиллитов и мелкозернистых глинистых алевролитов с волнистой, линзовидной и горизонтальной слоистостью. Отмечается обилие остатков углефицированной растительности, представленных детритом различной размерности (преимущественно тонкоперетертым и мелким), а также отпечатками флоры хорошей и средней сохранности. Наличие корней растений, прослоев углистых пород и углей свидетельствуют о периодическом зарастании и заболачивании территории. Отложения, сформированные в обстановке пойменной равнины, установлены на Южно-Сургутской площади, а в обстановке заболачивающейся пойменной равнины – во всех изученных скважинах.

Средняя часть горизонта на Усть-Балыкской площади представлена дельтовыми отложениями. Наиболее мощные алевропесчаные пласты (до 3 м) имеют эрозионные подошвы, формировались в обстановке флювиального дельтового рукава и представлены песчаниками буровато-серыми, алевропесчаниками светло-серыми, послойно буроватыми нефтенасыщенными, алевролитами крупнозернистыми, послойно глинистыми, с уровнями интракластических брекчий, указывающими на внутрiformационные размывы, с общим утонением материала вверх по разрезу. Для отложений характерна крупномасштабная косая таблитчатая, участками

троговая, пологокосая, волнистая, субгоризонтальная слоистость, подчеркиваемая обычно концентрацией углефицированного растительного детрита и ступков сидерита. Менее мощные алевропесчаные тела дельтового комплекса формировались во внутридельтовом пространстве во время вторжения паводковых вод в обстановках конусов промыва/каналов промоин. Осадок откладывался на ограниченной площади более низких склонов намывных валов и дне внутридельтового залива. Отложения представлены алевролитами серыми разнозернистыми, песчаниками мелкозернистыми с волнистой, субгоризонтальной и пологокосой слоистостью. Нижняя граница с подстилающими глинистыми отложениями часто эрозионная, наблюдаются уровни с глинистыми интракластами. Алевроито-глинистые пачки, послойно углистые, формировались в обстановке маршей – дельтового аналога поймы. Марши представляют собой слабодренированные равнины, затопляемые во время сильных паводков или штормового нагона воды, часто заболачиваются. Отложения маршей представлены преимущественно аргиллитами и алевро-аргиллитами темно-серыми, иногда черными углистыми, характеризующимися массивной текстурой, а также слабо проявленной, плохо выдержанной волнистой, линзовидной слоистостью, нарушенной мелкомасштабными смятиями, следами жизнедеятельности организмов, ризоидами, с конкрециями пирита и сидерита. Существенно алевроито-глинистые отложения формировались также в обстановке внутридельтового залива и характеризуются обилием пирита и сидерита, хорошо выдержанной, четкой слоистостью отложений, часто нарушенной ветрикальными и горизонтальными следами жизнедеятельности донных организмов. На востоке изученной территории средняя часть разреза представлена прибрежно-континентальными отложениями, образованными в обстановках береговых валов, межрядовых ложбин, лагун, барьерных баров. Обстановки лагуны реконструированы на Южно-Сургутской и Омбинской площадях. Осадки центральной части лагуны преимущественно тонкозернистые, отлагающиеся в низкоэнергетической обстановке полузамкнутого бассейна. В разрезе представлены аргиллитами и алевро-аргиллитами темно-серыми с волнистой, линзовидной и субгоризонтальной слоистостью, нарушенной смятиями, размывами и разнообразными следами жизнедеятельности. Интенсивная биотурбация приводила к формированию деформативных текстур комковатого облика. Субобстановка прибрежной части лагуны характеризуется песчано-алевроитовыми, в меньшей степени алевроито-глинистыми осадками с волнистой слоистостью. В обстановке барьерного бара формировались отложения, представленные на Южно-Сургутской площади песчаниками светло-серыми мелкозернистыми нефтенасыщенными с редкой пологокосой слоистостью. Песчаные тела, сформированные в обстановке берегового вала (гряды), выделены в разрезах горизонта на Восточно-Сургутской и Усть-Балыкской площадях и представлены песчаниками буровато-серыми мелкозернистыми нефтенасыщенными с волнистой и пологокосой, участками троговой, слоистостью. Накопление этих осадков обусловлено действием высоких приливных волн, вызванных штормами. Отложения межрядовых ложбин (иловых отмелей, маршей) представлены аргиллитами, алевро-аргиллитами, участками переслаивания аргиллита темно-серого и алевролита серого разнозернистого. Слоистость пород горизонтальная, волнистая, нарушенная ризоидами и следами жизнедеятельности организмов. Встречаются конкреции пирита, углистые. Осадки межрядовых ложбин покрывают большую часть прибрежной грядово-ложбинной равнины, располагаясь в понижениях между береговыми валами (грядами).

Верхняя часть горизонта сформирована в прибрежно-морских условиях в обстановках нижнего пляжа, подводных валов, отмелей и ложбин предфронтальной зоны пляжа. Отложения нижнего пляжа (Восточно-Сургутская скв. № 1271) представлены алевропесчаными отложениями с волнистой и пологокосой слоистостью. Подводные валы предфронтальной зоны пляжа реконструированы в разрезах Восточно-Сургутской и Усть-Балыкской площадей, где они представлены алевролитами крупнозернистыми, алевропесчаниками, песчаниками мелкозернистыми с погрублением материала вверх по разрезу, с волнистой, пологокосой слоистостью, участками нарушенной смятиями, размывами, следами жизнедеятельности организмов. В направлении к суше в предфронтальной зоне пляжа наблюдается постепенное увеличение размера зерен, уменьшение биотурбации осадка.

В результате анализа связи коллекторских свойств пород с обстановками их формирования выявлено, что повышенные значения фильтрационно-емкостных свойств отвечают отложениям меандровых кос, подводных валов предфронтальной зоны пляжа, флювиальных дельтовых рукавов, характеризующихся наиболее грубозернистым составом пород и наименьшим количеством цемента [1].

#### Литература

1. Вакуленко Л.Г., Миткарев В.А. Связь фильтрационно-емкостных свойств алевроито-песчаных пород с обстановками их формирования (на примере горизонта Ю<sub>2</sub> Юганского Приобья) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. № 1. С. 12–18.
2. Обстановки осадконакопления и фаций / Под ред. Х. Рединга. Т 1. М.: Мир, 1990. – 352 с.
3. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. – М.: Недра, 1981. – 440 с.

### ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ДОЮРСКОГО ФУНДАМЕНТА ВОСТОКА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОМУ КРИТЕРИЮ

Т.Н. Исаева, Т.Е. Кайдалина

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данные бурения скважин Восток-1 и Восток-3 подтвердили вывод о том, что к западу от р. Енисей широко распространены мощные слабодислоцированные верхнепротерозойские и палеозойские отложения платформенного типа. На востоке Западно-Сибирской геосинеклизы эти образования залегают под мезозойско-кайнозойскими отложениями и образуют древний Предьенисейский осадочный бассейн площадью около 390

тыс. км<sup>2</sup>. Толщина верхнепротерозойско-палеозойских осадочных образований в бассейне составляет в среднем 8–9 км, достигая 12 км в северных районах; общий объем осадочного выполнения бассейна превышает 2,2 млн. км<sup>3</sup>. Предьенейский бассейн отделен от Сибирской платформы Енисейским складчатым поясом, главной структурой которого на юге является Енисейский кряж. На западе бассейн граничит с герцинскими складчатыми системами [2, 6].

Таблица

Средние значения геотермических параметров по скважинам Восток-1 и Восток-3

Интервалы разрезов, м	Средний геотермический градиент Г, мК/м	Средняя теплопроводность (КТП) пород, Вт/(м·К)	Тепловой поток (ТП), мВт/м <sup>2</sup>
Скважина Восток-1			
мезозой			
1500–2175	23,7	1,8*	43
палеозой			
2700–3350	21,0	2,5	53
3350–5000	19,4	2,9	56
Среднее значение ТП в отложениях Pz		55	
Скважина Восток-3			
Мезозой			
1350–2474	26,4	2,0*	53
Палеозой			
2988–4212 (известняки)	22,0	2,5	55
4212–5000 (доломиты)	13,2	4,4	58
Среднее значение ТП в отложениях Pz		56	

Примечание: \* – расчетное значение теплопроводности с учетом влажности.

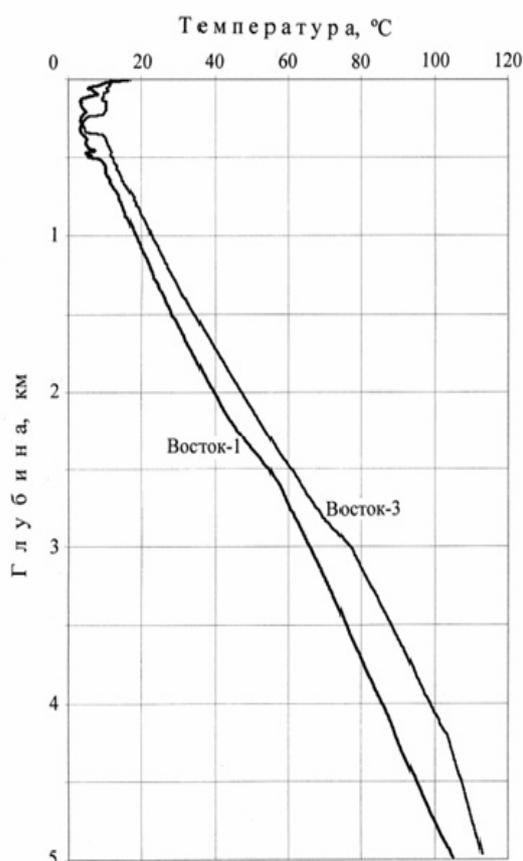


Рис. 1. Термограммы по скважинам Восток-1 и Восток-3

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск) зона развития верхнепротерозойско-палеозойских платформенных отложений получила название Предьенейской нефтегазоносной субпровинции [3].

Исследования современных температурных режимов осадочных бассейнов, свидетельствуют о важности таких исследований и о существовании ряда взаимообуславливающих явлений, которые следует иметь в виду при восстановлении термальных режимов прошлого. В работах ученых отмечено, что многие крупные месторождения углеводородов приурочены к районам с высокими геотермическими градиентами [1].

Тепловой поток (ТП) является основной интегральной характеристикой теплового состояния блоков земной коры, определяющей количество тепла, поступающего из недр Земли к поверхности. Знание теплового потока необходимо для расчета глубинных температур в земной коре. До настоящего времени он определяется раздельным методом, по значениям геотермического градиента (ГГ) и коэффициента теплопроводности (КТП) пород для одного и того же интервала глубины:  $ТП = ГГ \cdot КТП$ .

В скважинах Восток-1 и Восток-3 глубиной 5 км выполнен стандартный термокартаж ОГТ (определение геотермического градиента), результаты которого использованы нами для расчета геотермического градиента и показаны в виде термограмм на рисунке 1. Температура на забое в скважине Восток-1 составила 105°C, а в скважине Восток-3 – 113°C. Близкое значение температуры на глубине 5 км в зоне расположения указанных скважин прогнозировалось геологами ранее [1]. Карта прогнозируемых температур из этой работы приведена на рисунке 2.

Каждая из рассматриваемых скважин бурилась примерно в течение года. После окончания бурения и до

проведения термокаротажа скважина Восток-1 находилась в покое 14 суток, а скв Восток-3 – в течение 22 суток. По ранее действовавшим нормативным документам минимальное время выстойки скважины до проведения ОГГ устанавливалось в 1 месяц. Опыт геотермических работ показывает, что время полного восстановления нарушенного бурением температурного поля должно быть значительно больше. Таким образом, зафиксированное по скважинам Восток-1 и Восток-3 температурное поле не является стационарным и в большей степени это замечание относится к скважине Восток-1. Количественно учесть нестационарность без проведения повторных каротажей не представляется возможным. Основываясь на опыте обработки термограмм глубоких скважин, следует отметить, что ко времени проведения ОГГ существенные искажения температурного поля, связанные с бурением и промывкой, сохранились в мезозойской части разреза. Поэтому в работе используются данные о геотермических параметрах по палеозою и производится оценка среднего теплового потока только для палеозойской части разреза.

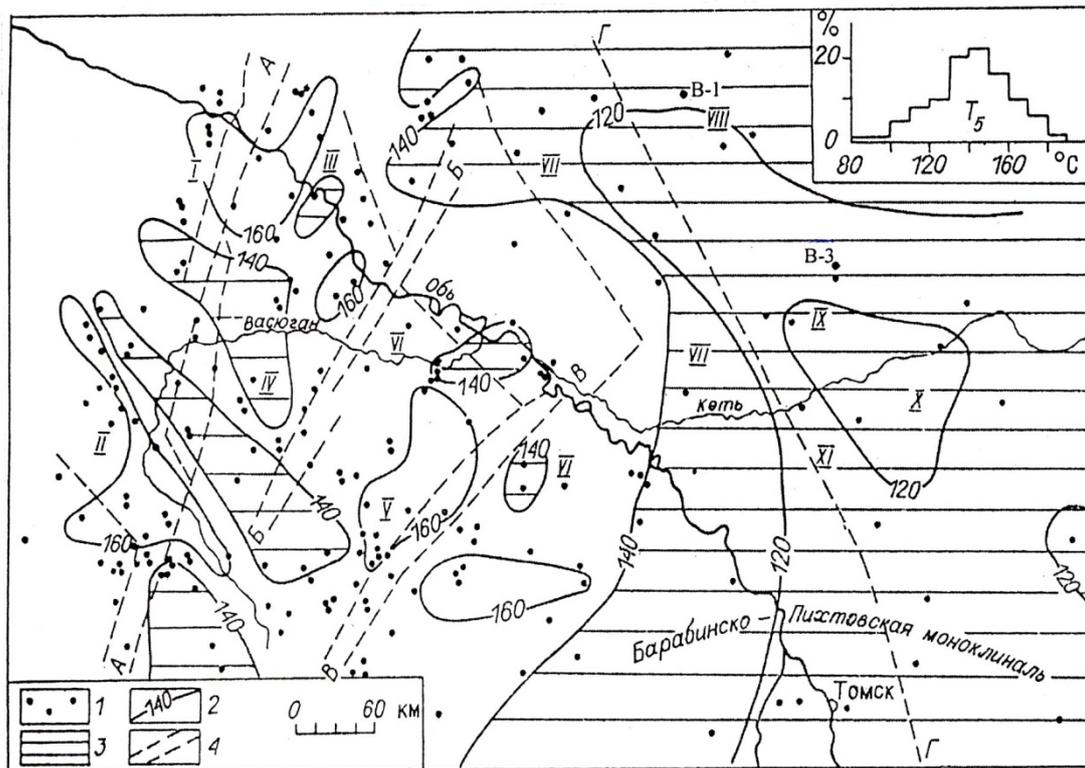


Рис. 2. Прогнозная карта распределения температуры на глубине 5 км в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты [1]

1 – пункты оценки и измерения температуры (В-1 и В-3 – скважины Восток-1 и Восток-3); 2 – изолинии температуры на глубине 5 км, оцифровка в °С; 3 – территория с температурой на глубине 5 км менее 140°С; 4 – зоны разломов (А, Б, В – Колтогоро-Уренгойский, Усть-Тымский и Чузыкский грабен-рифты, соответственно, Г – Кузнецкий глубинный разлом). На врезке – гистограмма значений температуры на глубине 5 км ( $n = 15$ )

В то же время в нижней части мезозойского разреза наблюдается резкое увеличение градиента до аномально высоких значений, 35–40 мК/м. И в других глубоких скважинах региона (например, Елей-Игайская-2, Лугинецкая-170, Северо-Мыльджинская-1) наблюдались ранее подобные аномалии градиента. [5] Они располагались непосредственно перед доюрским фундаментом в пределах баженовской, васюганской и тюменской свит [1]. Это возрастание геотермического градиента (как и в данном случае) не компенсируется соответствующим уменьшением теплопроводности пород. Причины подобных локальных вариаций градиента пока определенно не установлены. Высказаны лишь некоторые предположения: это может быть связано с наличием в свитах нижней юры большого количества угольных пластов, теплопроводность которых почти на порядок ниже (угли характеризуются  $KT \sim 0,4 \text{ Вт/(м·К)}$ ) или с процессами вертикальной миграции флюидов из фундамента.

Отложения палеозоя (преимущественно известняки) в обеих скважинах характеризуются более ровным и низким градиентом, порядка 20 мК/м. В скважине Восток-3 еще более низким градиентом ( $\sim 13 \text{ мК/м}$ ) выделяется слой доломитов в нижней части разреза (таблица).

Обычно при расчете теплового потока термограмма разбивается на ряд интервалов с одинаковым геотермическим градиентом. Это сделано и для рассматриваемых скважин. Результат представлен в таблице, где указаны средние поинтервальные значения геотермических градиентов.

Катагенез органического вещества в кембрийских отложениях скважины Восток-3 свидетельствует, что он был вполне достаточным для реализации главной фазы нефтеобразования и глубинной фазы газообразования.

Следовательно, интенсивные процессы нефтидогенеза, несомненно, имели место в кембрийских отложениях рассматриваемого района. На благоприятные условия сохранения углеводородов указывает состав и распределение углеводородов-биомаркеров в битумоидах. Вместе с тем, ряд косвенных признаков указывает на высокий катагенез органического вещества. Однако преобразованность органического вещества определялась по мацералам (альгинит, битуминит, сорбомикстинит), по которым отсутствуют утвержденные шкалы катагенеза.

Результаты расчета теплового потока по средним значениям коэффициента теплопроводности и геотермического градиента в выделенных интервалах в палеозойских отложениях скважин Восток-1 и Восток-3 показали, что тепловой поток оказался одинаковым, 55 и 56 мВт/м<sup>2</sup>. Он существенно ниже, чем в западной части Томской области, где фундамент сложен преимущественно герцинскими структурами и характеризуется в целом высоким тепловым потоком (> 60 мВт/м<sup>2</sup> до 70 мВт/м<sup>2</sup>).

#### Литература

1. Дучков А.С., Соколова Л. С. Температура литосферы Сибири по геотермическим данным // Геология и геофизика, 1985. – № 12. – С. 60–71.
2. Исаев Г.Д., Макаренко С.Н., Раабен М.Е., Биджаков В.И., Коптев И.И. Геологическое строение доюрского основания Западно-Сибирской плиты в пределах Кеть-Тымского междуречья. – Новосибирск, 2003. – 34 с.
3. Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф., Беляев С.Ю. и др. Предъенисейская нефтегазоносная область – новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006. – №№ 5–6, – С. 9–23.
4. Курчиков А.Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. – М.: Недра, 1992. – 231 с.
5. Конторович А.Э., Сараев С.В., Казанский А.Ю. и др. Новый терригенно-вулканогенный разрез кембрия и положение западной границы Сибирской платформы (по материалам параметрического бурения на Вездеходной площади, Томская область) // Геология и геофизика, 1999. – Т. 40. – № 7, С.1022–1031.
6. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – с.85.

### СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ЛАВРОВСКОГО НАКЛОННОГО МЕЗОВАЛА

А.Ю. Калинин

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.А. Конторович  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В юго-восточных районах Западной Сибири большая часть месторождений нефти и газа сконцентрирована в верхнеюрских антиклинальных ловушках. При проведении поисковых работ на нефть и газ одной из основных задач, стоящих перед сейсморазведкой, является выделение перспективных структур.

Настоящая работа, выполненная на базе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки и глубокого бурения, посвящена анализу влияния тектонических процессов на формирование Лавровского наклонного мезовала.

Район исследований расположен в Парабельском районе Томской области и входит в состав Межевского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области.

В пределах исследуемой территории сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ) проводились с 1976 по 1992 год. В основу исследований был положен анализ 110 сейсмических временных разрезов МОГТ протяженностью 1150 км и данных глубокого бурения по 100 скважинам. Для восстановления условий формирования месторождения использованы основные принципы сейсмостратиграфического, палеоструктурного и палеотектонического анализов.

**Характеристика отражающих горизонтов.** В процессе работы был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете W-Seis, откоррелированы отражающие горизонты, контролирующие основные осадочные сейсмогеологические комплексы. Под сейсмогеологическими комплексами понимаются интервалы временных разрезов, отображающие толщи, характеризующиеся различными условиями осадконакопления. Кровлей и подошвой сейсмогеологических комплексов служат границы смены условий седиментации – поверхности региональных несогласий, перерывов, либо региональные поверхности выравнивания, к которым приурочены наиболее устойчивые отражающие горизонты – сейсмические реперы.

В рамках проведенных исследований было осуществлено построение следующих структурных карт: Ф<sub>2</sub> – подошва осадочного чехла, П<sup>a</sup> – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), III – кошайская пачка алымской свиты (нижний мел, апт), IV – кузнецовская свита (верхний мел, турон).

Горизонт Ф<sub>2</sub> наиболее сложен для картирования. Связано это, с неоднородностью литологического состава пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщ, а также обилием разрывных нарушений, проникающих в базальные горизонты осадочного чехла. В рамках настоящих исследований корреляция горизонта была выполнена в полуавтоматическом и ручном режимах.

Горизонт П<sup>a</sup> – подошва баженовской свиты – формируется на пачке глинисто-кремнисто-известковых пород баженовской свиты и является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в Западной Сибири. Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и надежно картируется по временным сейсмическим разрезам, благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности по мощности и широкому распространению свиты на значительных территориях.

Горизонт III – кошайская пачка алымской свиты – является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов – его энергетическая выраженность существенно меняется по площади, при этом происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета.

Горизонт IV – кузнецовская свита – обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам.

**Структурная характеристика.** В рельефе подошвы баженовской свиты (II<sup>a</sup>) Лавровский наклонный мезовал контролируется изогипсой, проведенной на отметке –2520 метров, и осложнен рядом локальных поднятий и перегибов. Наиболее крупной структурой является Еллей-Игайское поднятие. В рельефе кровли юры поднятие оконтурено изогипсой –2480 метров, и осложнено тремя куполами. Амплитуда структуры не превышает 20 метров.

На том же гипсометрическом уровне к северу от Еллей-Игайской структуры находится Еллейское локальное поднятие. В структурном плане гоизонта II<sup>a</sup> Еллейская структура представлена двумя куполами и имеет амплитуду 15 метров.

К юго-востоку и юго-западу от Еллей-Игайской структуры находятся два небольших по размерам локальных поднятий – Водораздельное и Лосинское. В рельефе баженовской свиты эти структуры контролируются изогипсами –2490 метров и имеют амплитуды 15 метров.

Рассмотренные выше структуры, осложняющие северо-западную и центральную части Лавровского наклонного мезовала, в рельефе подошвы баженовской свиты изолинией, проведенной на абсолютной отметке –2495 метров, объединены в единый тектонический элемент III порядка – Северо-Лавровский вал.

К югу от Северо-Лавровского вала расположены Верхневасюганская и Смоляная структуры. В рельефе баженовской свиты Смоляное поднятие контролируется изогипсой –2510 метров и имеет амплитуду 15 метров, Верхневасюганское – изогипсой –2500 метров и имеет амплитуду 15 метров.

К северо-востоку от Северо-Лавровского вала расположена контрастная линейная депрессионная зона, вытянутая в северо-западном направлении и представленная серией локальных впадин. На севере депрессия раскрывается в Нюрольскую мегавпадину.

К северо-востоку от рассмотренного объекта выделяется еще одна вытянутая параллельно Лавровскому валу приподнятая зона, в северной части которого расположена положительная структура IV порядка Чагвинское локальное поднятие, имеющее амплитуду 35 метров. Здесь же расположены Южно-Чагвинская и Южно-Урманская структуры. Южно-Чагвинское поднятие вытянуто в северо-западном направлении, оконтурено изогипсой –2560 метров и имеет амплитуду 15 метров. Южно-Урманская – тектонический элемент IV порядка изометричной формы, имеющий амплитуду 15 метров.

К северу от Лавровского наклонного мезовала расположено Нюльгинское локальное поднятие. По отражающему горизонту II<sup>a</sup> Нюльгинская структура, слегка вытянутая в северо-восточном направлении, оконтурена изогипсой –2670 метров и осложнена двумя куполами изометричной формы. Амплитуда поднятия составляет 35 метров.

К юго-западу от Нюльгинской площади расположены Урманское и Арчинское месторождения, приуроченные к одноименным локальным поднятиям.

Урманское локальное поднятие в рельефе баженовской свиты осложнено двумя куполами. Структура оконтурена изогипсой –2510 метров и имеет амплитуду 35 метров.

Небольшой прогиб к югу от Урманской структуры отделяет ее от Арчинского локального поднятия.

По горизонту II<sup>a</sup> Арчинское локальное поднятие в плане изометрично, оконтурено изогипсой –2520 метров и имеет амплитуду 35 метров.

К востоку от Арчинско-Урманской приподнятой зоны расположен вытянутый в северном направлении контрастный прогиб, к северо-востоку и юго-востоку от депрессии Тамбаевская и Нижнетабаганская структуры.

**История тектонического развития.** Восстановление истории тектонического развития исследуемой территории основано на анализе изменения толщин мегакомплексов по площади. Следует отметить, что выделенные в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла сейсмические реперы приурочены к трансгрессивным глинистым пачкам, формировавшимся в эпохи тектонического покоя. Все эти пачки характеризуются выдержанными толщинами, получили распространение на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна и могут быть приняты за поверхности выравнивания.

В этом случае зоны увеличенных толщин будут отвечать участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению во время формирования отложений комплексов, и наоборот. Таким образом, характер изменения толщин мегакомплексов по площади позволит оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития территории.

В работе рассмотрены карты изопахит четырех основных мегакомплексов: юрского, волжско-аптского, апт-туронского и посттуронского, характеризующих изменение толщин сейсмогеологических комплексов по площади. Карты изопахит были построены с помощью пакета Surfex путем вычитания структурных поверхностей.

Характер распределения толщин юрских отложений свидетельствует о том, что в волжском палеорельефе доюрского основания строение рассматриваемой территории несколько отличалось от современного. Так, на карте изопахит юры не существует полузамкнутой положительной структуры Лавровского наклонного мезовала, а выделяется достаточно крупное ограниченное со всех сторон депрессионными зонами замкнутое поднятие Лавровский вал. В то же время, характер распределения толщин юрских отложений позволяет сделать вывод о том, что на юрском этапе активно развивались все осложняющие его более мелкие структуры. Эпицентр прогибания территории в это время располагался на севере и северо-западе в зонах, отвечающих современным прогнутым частям Нюрольской мегавпадины. В волжском палеорельефе доюрского основания также находят отражения все современные локальные поднятия, расположенные за пределами Лавровского вала – Арчинское, Урманское, Южно-Урманское, Чагвинское и др.

Этап тектонического покоя, который пришелся на волжский век, в берриасе вновь сменился тектонической активизацией. Анализ карты изопахит волжско-аптских отложений свидетельствует о том, что на этом этапе развития существовавшие в юрское время положительные структуры вновь начинают унаследовано

развиваться и испытывать тенденцию к росту. В аптском палеорельефе юры на месте полузамкнутой структуры Лавровского наклонного мезовала продолжает существовать положительная замкнутая структура, со всех сторон ограниченная депрессиями. К концу апта в рельефе баженовской свиты также проявлялись Чагвинское, Урманское, Тамбаевское и др. локальные поднятия.

В альб-туронское время тектонические процессы протекали вяло и не оказали существенного влияния на современное строение рассматриваемой территории. К концу турона на месте Лавровского наклонного мезовала продолжала существовать относительно крупное замкнутое поднятие.

В посттуронское время направленность тектонических движений сменилась. На этом этапе развития происходило региональное воздымание юго-восточного обрамления Западно-Сибирского бассейна относительно осевой части мегасинеклизы. Рассматриваемая территория расположенная вблизи юго-восточного обрамления плиты, в полной мере испытала на себе влияние этих процессов. В это время юго-восточная часть рассматриваемой территории начала воздыматься относительно северо-западной. Это привело к тому, что локальные депрессии, контролируемые Лавровским мезовалом с юго-востока вышли на более высокий гипсометрический уровень и оказались практически «раздавленными». Эти же процессы привели к тому, что замкнутая положительная структура Лавровский вал разомкнулась на юго-востоке и превратилась в полузамкнутый тектонический элемент.

Подводя итог выполненного анализа, отметим, что наибольшее влияние на современное строение Лавровского мезовала в структурном плане баженовской свиты оказали берриас-аптский и посттуронский этапы развития. На первом доминировали вертикальные движения, предопределившие формирование крупной положительной структуры, на втором, благодаря региональным тектоническим движениям, эта структура перестала существовать в качестве замкнутого тектонического элемента.

### ИЗМЕНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА НА ПРИМЕРЕ VIII-IX ПЛАСТОВ НИЖНЕГО МЕЛА ВОСТОЧНОГО СТАВРОПОЛЯ

С.В. Карагачева

Научный руководитель профессор Г.Г. Керимов

Северо-Кавказский государственный технический университет, г. Ставрополь, Россия

Основные промышленные запасы нефти в пределах Прикумской зоны поднятий Восточного Ставрополя связаны с нижней частью нижнемелового разреза – VIII пласт аптского яруса и IX пласт барремского яруса. Известно, что коллекторы нижнемеловых отложений Восточного Ставрополя представлены в основном мелко- и среднезернистыми песчаниками и алевролитами. Их фильтрационно-емкостные свойства изменяются в широких пределах: пористость от 12 до 30 %, проницаемость от 1 до 1400 мД. Карбонатность пород не превышает 5 %. Основным цементирующим веществом песчаных и алевролитовых пород является глинистый материал. Тип цемента преимущественно поровый.

Опыт интерпретации данных геофизических исследований (ГИС) в нижнемеловых отложениях Прикумской зоны поднятий показал необходимость более глубокого изучения петрофизических особенностей отложений, в частности, гранулометрического состава для оценки их фильтрационно-емкостных свойств.

Закономерности изменения физических свойств пород рассмотрены по результатам компьютерной обработки керновых данных по разрезам скважин следующих площадей – Безводненская, Величаевская, Восточная, Колодезная, Правобережная, Путиловская, Пушкарская, Русский Хутор Северный, Русский Хутор Южный. В общей сложности были проанализированы и систематизированы более 100 керновых определений.

Рассмотрим влияние обломочных фракций различной размерности на фильтрационно-емкостные свойства песчаников.

По содержанию частиц того или иного размера в обломочных породах выделяются:

- песчаная фракция ( $C_{песч}$ ) с размерами частиц  $>0,1$  мм;
- алевролитовая фракция ( $C_{ал}$ ) –  $0,1-0,01$  мм;
- пелитовая или глинистая ( $C_{гл}$ ) –  $<0,01$  мм.

Для выяснения компонентного состава аптских (VIII пласт) и барремских (IX пласт) пород по данным гранулометрического состава керна построены кривые распределения весового содержания песчаной, алевролитовой и глинистой фракций (рис. 1).

Распределение песчаной, алевролитовой и глинистой фракций показывает, что песчаник VIII–IX пластов характеризуется преобладанием песчаной фракции  $> 45$  %, а глинистая и алевролитовая фракции присутствуют в нем в качестве примесей 5–10 %. Чаще всего встречается песчаник с содержанием песчаной фракции 70–85 %, составляя в среднем 15 % от общего объема породы. Таким образом, изучаемые отложения приближаются по своему составу к чистым песчаникам. При снижении в породе глинистой и алевролитовой компонент происходит закономерное увеличение песчаной фракции.

Фракционный состав по керновым данным терригенных пород VIII–IX пластов нижнего мела можно представить в виде равенства:

$$\Sigma C_{песч} + \Sigma C_{ал} + C_{гл} = 1.$$

С целью выяснения влияния гранулометрического состава пород на их фильтрационные свойства была построена петрофизическая модель в виде сопоставления суммы песчаной (ось ординат) с глинистой фракцией (ось абсцисс) с абсолютной проницаемостью (рис. 2). На модель нанесены линии, изменяемой величины – алевролитистости (суммы алевролитовых фракций), значения которой в керновых определениях изменяются от 0 до 47 %.

Керновые определения были нанесены на модель с учетом проницаемости. Выбраны следующие диапазоны изменения проницаемости: <1, 1–3, 3–10, 10–100, >100 мД. Становится возможным на модели довольно четко разделить породу на «коллектор-неколлектор» по линии глинистой фракции  $C_{gl}^{zp} = 25\%$ , соответствующую проницаемости 1 мД. Согласно [1] для изучаемых отложений граничное значение  $K_{np}^{zp} = 1$  мД. В свою очередь в области коллектора ( $C_{gl} < 25\%$ ) выделяется зона с высокими коллекторскими свойствами  $K_{np} 10-100 \div > 100$  мД, она отделяется от зоны с низкими коллекторскими свойствами ( $1 \leq K_{np} < 10$  мД) по линии  $C_{gl} = 15\%$ .

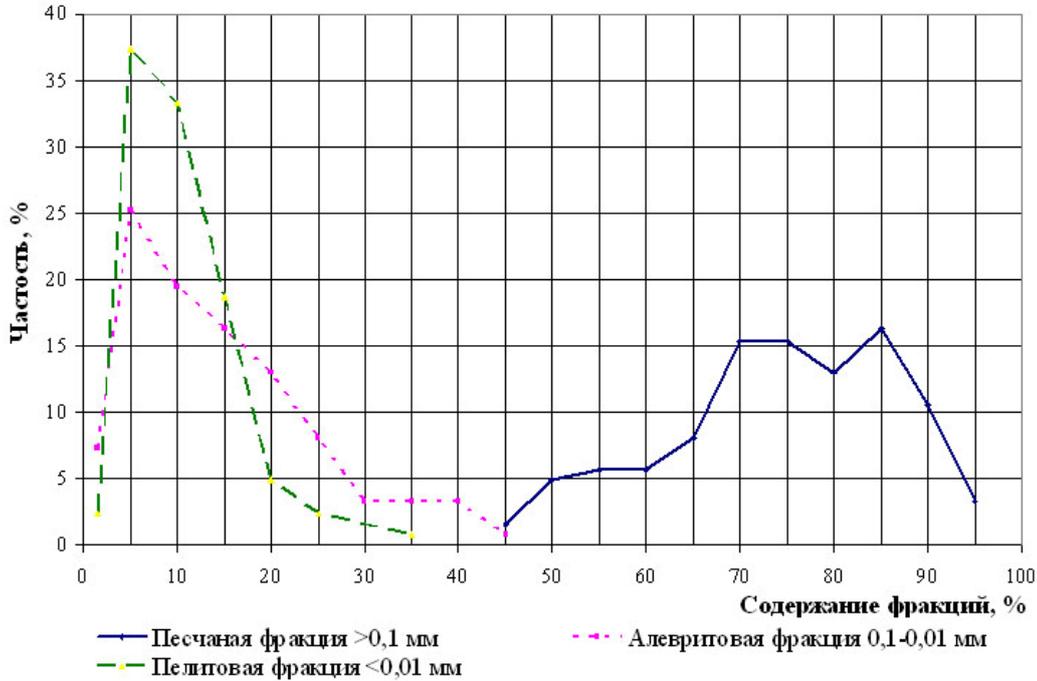


Рис. 1. Кривые распределения содержания песчаной, алевритовой и глинистой фракций VIII-IX пластов нижнего мела площадей Восточного Ставрополя

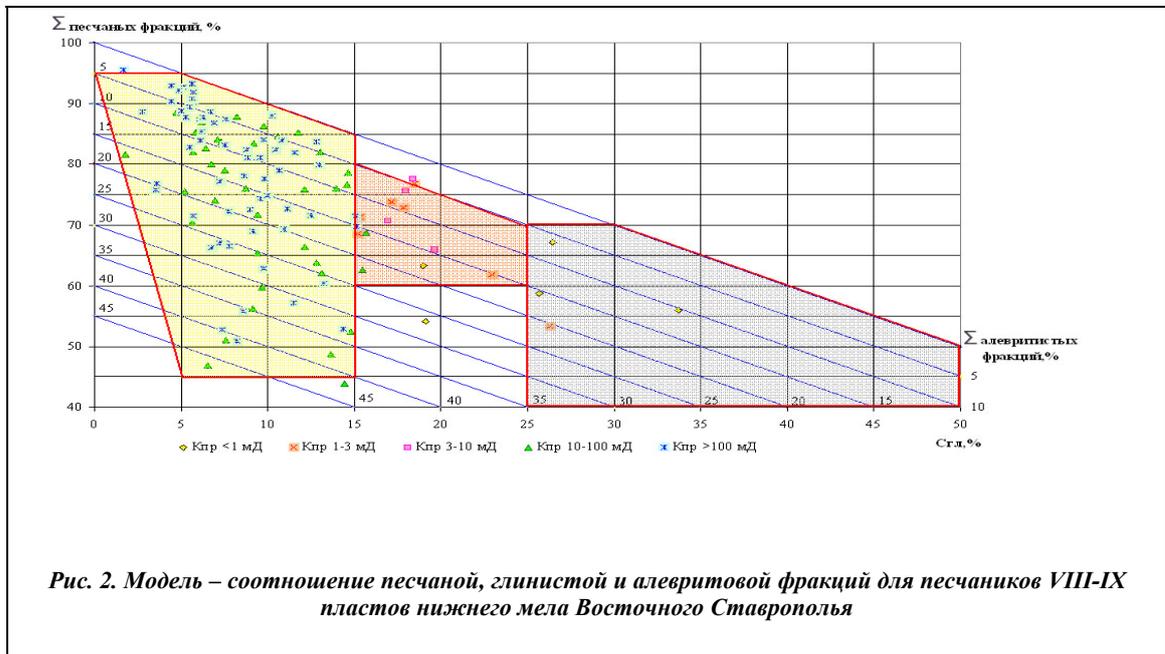


Рис. 2. Модель – соотношение песчаной, глинистой и алевритовой фракций для песчаников VIII-IX пластов нижнего мела Восточного Ставрополя

Для коллектора с высокими фильтрационно-емкостными свойствами содержание глинистого материала не превышает 15 %, алевритовой компоненты изменяется от 2 до 50 %, песчаной – 45–95 %.

К слабо проницаемым коллекторам, относятся алевритовые и глинистые песчаники. Содержание песчаной компоненты изменяется от 60 до 80 %, алевритовой – от 5 до 25 %, глинистой – от 15 до 25 %. Низкие

коллекторские свойства рассматриваемых песчаников связаны с заполнением их порового пространства глинистым материалом.

В результате исследования двух моделей можно сделать следующие выводы:

1. Выделены три области:
  - с проницаемостью  $10-100 \div > 100$  мД – коллектор с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;
  - с проницаемостью  $1 \div 10$  мД – коллектор с низкими коллекторскими свойствами;
  - с проницаемостью  $< 1$  мД – неколлектор (глинистый песчаник).
2. В области коллектора с высокими фильтрационно-емкостными свойствами происходит следующее распределение проницаемости:
  - если песчаной фракции 95 %, алевритовой – 5 % и глинистой – 0 % преобладают песчаники с проницаемостью  $> 100$  мД;
  - если песчаной компоненты 45 %, алевритовой 40 % и глинистой  $< 15$  % проницаемость изменяется от 10 до 100 мД.
3. Песчаникам с низкими коллекторскими свойствами соответствуют следующие вариации проницаемости:
  - если песчаной фракции 80 %, алевритовой – 5 % и глинистой  $> 15$  % преобладают песчаники с проницаемостью от 3 до 10 мД;
  - если песчаной компоненты 60 %, алевритовой 15 % и глинистой  $< 25$  % проницаемость составляет 1–3 мД.
4. Для коллекторов граничное значение глинистости равно 25 %.

#### Литература

1. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – С. 240–242.

### ВЛИЯНИЕ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ В ВЕРХНЕЮРСКОМ ОСАДОЧНОМ КОМПЛЕКСЕ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.О. Коновалова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Породы баженовской свиты впервые выделены Ф. Г. Гурари в 1959 г. как битуминозная пачка в составе марьяновской свиты. Первоначально эти породы рассматривались или как основная нефтепродуцирующая толща, или как одна из наиболее выдержанных региональных покровышек над залежами нефти и газа юрского комплекса. После того, как на ряде месторождений Западной Сибири (Салымское, Верхнее-Салымское, Правдинское и др.) была обнаружена промышленная нефтеносность пород баженовской свиты, условия ее распространения и образования, а также особенности нефтеносности стали предметом изучения большого числа



Рис. 1. Карта месторождений в зоне разломов  
1 – Карайское, Западно-Карайское, 2 – Игольско-Таловское,  
3 – Федюшкинское, 4 – Поньжевое, 5 – Чворовое

исследователей. В результате были выявлены различия в составе и свойствах этих отложений в разных районах Западной Сибири и отличие пород баженовской свиты от покрывающих и подстилающих отложений. Было также установлено, что благодаря специфическим петрофизическим свойствам породы баженовской свиты четко выделяются на каротажных диаграммах по максимально высокому кажущемуся сопротивлению и естественной радиоактивности, являясь наиболее выдержанным репером в разрезе осадочного чехла Западной Сибири. Салымское месторождение (Сургутский свод) – эталон продуктивности баженовской свиты [1].

В данной работе рассмотрены некоторые месторождения юго-западной части Нюрольской впадины (Карайское, Западно-Карайское, Игольско-

Таловское, Федюшкинское, Чворовое, Поньжевое), общей особенностью которых является следующее: на структурной карте по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (подшва осадочного чехла) наблюдается их приуроченность к

глубинному разлому, являющемся осложнением южного окончания Колтогорско-Уренгойского грабен рифта. Продолжение этих разломов отмечается и в меловых отложениях [2]. На Федюшкинском месторождении установлена продуктивность горизонта Ю<sub>0</sub> баженовской свиты.

В исследуемом районе баженовская свита залегает на глубинах min – 2641 м (Федюшкинское месторождение, скважина 7), max 2702 м (Федюшкинское месторождение, скважина 12). Толщина ее выдержана и составляет 25 м (рис. 2). Свита перекрывается пачкой аргиллитов подошвы куломзинской свиты (мощностью 50–100 м, тоже регионально прослеживаются на территории Западной Сибири, являются покрывкой для пород баженовской свиты). Подстилается баженовская свита аргиллитами георгиевской свиты (мощностью от 0 до 10 м), или кровлей васюганской свиты.

Баженовская свита представлена темно-серыми до черных, плотными, крепкими аргиллитами с линзами алевролитов. В некоторых скважинах отобранный керн из баженовской свиты представлен сильно трещиноватыми аргиллитами, а иногда керн поднимается в виде шлама (породы сильно раздробленные), и весь керн пропитан нефтью.

Нефтенасыщенность (запах по керну) отмечается очень редко, иногда даже в пределах хорошо разбуренной и изученной площади только в одной – двух скважинах. При этом порода обладает пустотной емкостью за счет наличия трещин.

В изучаемом районе особенностью баженовской свиты являются аномально высокие пластовые давления и температуры. В единственной выявленной залежи Ю<sub>0</sub> на Федюшкинском месторождении (интервал залегания баженовской свиты 2641–2665 м) пластовое давление составило 38,4 МПа, что примерно на 10 МПа выше гидростатического или нормального. Среднее значение пластового давления нижележащего пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 28,5 МПа.

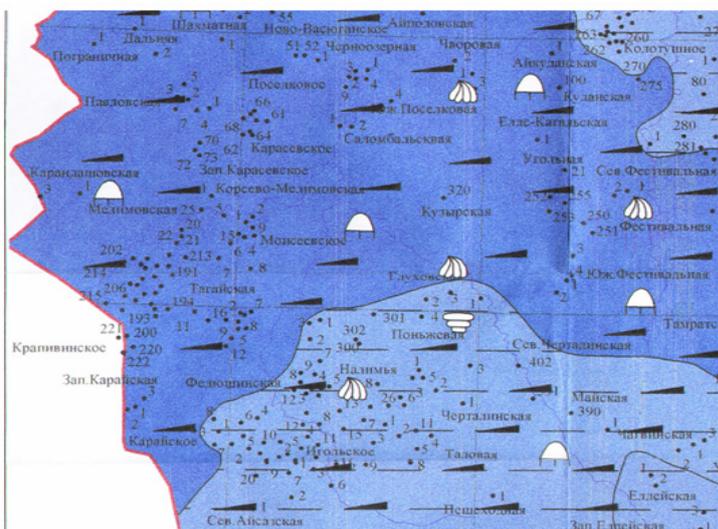


Рис. 2. Выкопировка из литолого-палеогеографической карты баженовского горизонта (Томская область)

обусловившие высокую температуру баженовской и подстилающих свит (тюменская свита на Салымском месторождении). Высокая температура – причина разъединения ослабленных зон.

Эти три фактора – ослабленные зоны, разломная тектоника и температура – основа формирования коллектора.

#### Литература

1. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск: Наука, 1986.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981.
3. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / Под ред. проф. А.А. Бакирова. – М.: Недра, 1987.

### КРУПНЫЕ И ГИГАНТСКИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВАНКОРСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.В. Конторович

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.А. Конторович  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Настоящая работа посвящена анализу геологического строения и построению сейсмогеологических моделей крупных и гигантских месторождений нефти и газа Западной Сибири по результатам интерпретации региональных сейсмических профилей методом общей глубинной точки (МОГТ). В качестве самостоятельного

объекта исследований в работе выступало Ванкорское месторождение, модель строения которого была построена на базе анализа данных 3D сейсморазведки, геофизических исследований скважин (ГИС) и глубокого бурения.

В Западной Сибири стратиграфические комплексы, к которым приурочены основные скопления нефти и газа закономерно омолаживаются с юга на север. Если на территории Томской области наибольший интерес представляют юрские, в первую очередь верхнеюрские отложения, то в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) в качестве основного нефтегазоперспективного комплекса выступают неокомские отложения. На севере провинции в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) наибольшим потенциалом обладает апт-альб-сеноманский комплекс пород. При этом большинство крупных скоплений нефти и газа, хотя и контролируется литологическим и тектоническим факторами, приурочены к антиклинальным структурам.

Игольско-Таловое нефтяное месторождение, расположенное на юге Западной Сибири в Нюрольском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области, приурочено к одноименному куполовидному поднятию, осложняющему южную часть Нюрольской мегавадины. Залежь нефти на месторождении сконцентрирована в оксфордских песчаных пластах Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> васюганской свиты и на большей части месторождения контролируется водо-нефтяным контактом, на юге – зоной литологического замещения коллектора. Аналогичное строение имеет большинство залежей углеводородов, открытых в южной части Западно-Сибирского бассейна.

На гигантском Самотлорском месторождении основные скопления нефти сконцентрированы в песчаных пластах группы АС, залегающих под региональным флюидоупором – кошайской пачкой, к которой приурочен отражающий горизонт М /Ш/, и в шельфовых неокомских песчаных пластах группы БС мегийонской свиты. В качестве зонального флюидоупора для последних выступает глинистая пачка, перекрывающая песчаные пласты, на которой формируется отражающий горизонт ММ. Месторождение также приурочено к антиклинальной структуре.

Характерной особенностью территорий, на которых получили развитие залежи углеводородов в неокомском и апт-альб-сеноманском комплексах является наличие молодых разрывных нарушений, секущих юрскую и меловую толщи пород. На временных разрезах, полученных на Самотлорской площади, молодые разрывные нарушения отчетливо проявляются в виде смещения осей синфазности отражающих горизонтов и падения амплитудных характеристик сейсмической записи.

Как было отмечено ранее, на территории ЯНАО основные запасы газа сконцентрированы в апт-альб-сеноманском комплексе, перекрытом кузнецовской свитой, выполняющей роль региональной покрывки. Такая ситуация, в частности, имеет место на расположенном в пределах Надым-Пурской НГО, гигантском Уренгойском месторождении, где наиболее крупные залежи приурочены к песчаным пластам группы Пк. Продуктивными на месторождении являются также песчаные пласты мегийонской свиты, в том числе, пласт БУ<sub>22</sub> ачимовской пачки. Анализ временного разреза, пересекающего Уренгойское месторождение, позволяет выделить в нижней части неокомского комплекса серию косослоистых отражающих горизонтов, последовательно налегающих на горизонт Б в восточном направлении. Клиноформный комплекс в кровле контролируется горизонтом ММ, залегающим квазипараллельно баженовской свите. Месторождение приурочено к крупной вытянутой в северном направлении антиклинальной структуре, осложненной большим количеством разрывных нарушений, секущих юрские и меловые отложения.

К аналогичной разбитой разломами и вытянутой в северном направлении структуре приурочено Южно-Русское месторождение, расположенное в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Залежи газа на месторождении связаны с песчаными пластами групп Пк и Ат.

Значительная часть работы посвящена анализу геологического строения и условий формирования Ванкорского газонефтяного месторождения, расположенного на территории Красноярского края. В плане нефтегазогеологического районирования месторождение находится в Сузунском нефтегазоносном районе Пур-Тазовской нефтегазоносной области, в тектоническом отношении приурочено к северной части Долганской мезомоноклинали.

Ванкорское уникальное (по запасам), многозалежное газонефтяное месторождение открыто в 1988 г.

В мезозойском разрезе Ванкорского месторождения открыто семь залежей нефти и газа.

В пласте *Дл-I-III долганской свиты (сеномана)* выявлена пластово-сводовая, газовая залежь. Размер залежи 32,3×6,3–10,8 км, её площадь составляет 336,3 км<sup>2</sup>, высота 29 м. ГВК находится на отметке –978,6 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0 (на ГВК) до 27,8 м.

Ниже, в пласте *Як-I яковлевской свиты (альб)* в пределах северного купола открыта пластово-сводовая, газовая залежь с элементами литологического экранирования. Размер залежи 3,9×2,2 км, её площадь составляет 7,35 км<sup>2</sup>, высота – 9 м, ГВК – –1580 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0 (на ГВК) до 7,6 м. В следующем пласте *Як-II* той же свиты, выявлена пластово-сводовая, газонефтяная залежь с элементами литологического экранирования. Размер залежи 27,2×9,4 км, её площадь составляет 219,2 км<sup>2</sup>, высота 68 м, ВНК – –1623 м, ГНК – –1 604 м.

Залежь пластов *Як-III-VII* массивно-сводовая, газонефтяная. Размер залежи 30×12,7 км, её площадь составляет 317,1 км<sup>2</sup>, высота нефтенасыщенной части залежи – 48 м, газонасыщенной – 28 м, ГНК – –1602 м, ВНК – –1650 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 9 м до 37,6 м, составляя в среднем по залежи 18,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина достигает 18,5 м, а по залежи в среднем – 9,4 м.

В пределах северного купола месторождения открыта массивно-сводовая, нефтяная залежь в пласте *Сд-IX суходудинской свиты (валанжин)*. Размер залежи 4,6×2,4 км, её площадь составляет 9 км<sup>2</sup>, высота 11 м. ВНК – –2379 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 (на ВНК) до 10,3 м, составляя в среднем 5,9 м.

Залежь пласта *Нх-I нижнехетской свиты (берриас)* нефтяная, пластово-сводовая с элементами литологического экранирования. Размер залежи 22,5×8,5–10,4 км, её площадь составляет 171,9 км<sup>2</sup>, высота 88 м;

ВНК – –2635 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 (на ВНК) до 10 м, составляя в среднем 5,5 м. В следующих пластах *Hx-III-IV* выявлена газонефтяная, пластово-сводовая залежь. Размеры залежи 31×12,9 км, её площадь составляет 352,2 км<sup>2</sup>. ГНК – -2721 м, ВНК – -2766 м. Высота нефтенасыщенной части залежи – 45 м, газонасыщенной – 51 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 8,8 м до 34,1 м, составляя в среднем 19,7 м. Эффективная газонасыщенная толщина достигает 28,9 м и составляет в среднем по залежи 17,3 м.

Основой для построения детальной модели Ванкорского месторождения послужили данные 3D сейсморазведки и глубокого бурения по 14 скважинам.

В процессе исследований в интерпретационном пакете W-Seis была осуществлена корреляция следующих отражающих горизонтов:

Отражающий горизонт А /Ф<sub>2</sub>/ (подошва юры) приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями. Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его толщ, а также обилие тектонических нарушений, проникающих в базальные горизонты осадочного чехла, отрицательно сказываются на устойчивости волнового поля. Надежная корреляция этого горизонта требует, по возможности, большей опоры на результаты глубокого бурения.

Отражающие горизонты Б и II<sup>а</sup> (поздняя юра, волжский ярус). На большей части территории Западной Сибири эти горизонты связаны с отложениями баженовской свиты. Благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности толщины свиты на значительных территориях и ее широкому распространению, горизонты Б и II<sup>а</sup> является наиболее надежным сейсмическим репером в Западной Сибири. В то же время в пределах провинции энергетическая выразительность горизонта неодинакова. Наиболее ярко он выражен в пределах западных и центральных районах Западной Сибири. В восточном направлении по мере замещения отложений баженовской свиты более мелководными отложениями энергетическая выразительность горизонта падает.

Отражающий горизонт Г /IV/ (верхний мел, турон), формирующийся на пачке аргиллитов, является наряду с горизонтами Б и II<sup>а</sup>, наиболее надежным сейсмическим репером – на большей части исследуемой территории горизонт обладает высоким энергетическим уровнем.

Отражающий горизонт М /III/ (ранний мел, апт) – региональный флюидоупор, залегающий внутри раннего мел-туронского мегакомплекса, представленный глинистой пачкой, позволяющей разделить мегакомплекс на два комплекса: берриас-аптский и альб-туронский. Хотя качество прослеживания горизонта несколько хуже, чем рассмотренных ранее реперов, он также вполне кондиционно картируется по сейсмическим данным.

По результатам интерпретации геолого-геофизических материалов в рамках настоящей работы осуществлено построение набора структурных карт по вышеперечисленным отражающим горизонтам, а также структурных карт по кровлям основных продуктивных пластов Ванкорского газонефтяного месторождения и карт изопахит сейсмогеологических комплексов.

Анализ полученных материалов показал, что все залежи на Ванкорском месторождении контролируются антиклинальными поднятиями, причем их амплитуды по нижним и верхним горизонтам практически идентичны. Анализ результатов структурного и палеоструктурного анализа показал, что образование Ванкорской структуры связано с относительно молодыми тектоническими движениями, и основной этап ее формирования приходится на кайнозойское время.

На заключительном этапе исследований на базе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов, включающих результаты структурных построений, карты качества коллекторов и результаты испытаний, выполненных в скважинах, были построены модели залежей углеводородов в основных продуктивных пластах Ванкорского газонефтяного месторождения.

## ОДНОМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЯНОЙ ИСТОРИИ

Р.О. Кузнецов

Научный руководитель старший научный сотрудник С.Ю. Беляев  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В последние 20–25 лет для более детального изучения чехла осадочного бассейнов используют математическое моделирование, в частности, одномерное. Одномерное моделирование позволяет для детального изученных скважин оценить изменение пористости и температуры отложений, реконструировать динамику погружения нефтегазоматеринских пород в главную зону нефтеобразования, восстановить тепловой режим региона и его развитие во времени, оценить изменение генерационного потенциала органического вещества (ОВ) во времени и др. Изменение описанных выше параметров предлагается назвать нефтяной историей [1, 5]. Некоторые результаты исследований представлены в работах [1, 3–9].

Цель работы: провести серию экспериментов по одномерному моделированию разреза осадочного чехла эталонной скважины с помощью современных компьютерных технологий.

Территория исследования, где расположена исследуемая скважина – южная часть Мансийской синеклизы в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Обская региональная ступень Внутренней области Западно-Сибирской геосинеклизы [2]).

Для исследований была выбрана глубокая поисково-разведочная скважина (Верхнесалымская 296), которая вскрыла мезозойско-кайнозойские осадочные отложения чехла до фундамента. Общая толщина разреза чехла составляет около 3200 м, и для проведения вычислительного эксперимента он разделен на 25 слоев. Для эталонной скважины собран специальный банк данных, в который включена информация о глубинах залегания

горизонтов, абсолютном возрасте, литологическом составе и обстановках формирования отложений, современной температуре, отражательной способности витринита, содержании и типе органического вещества, характеристике горизонтов по коллекторским свойствам (резервуар, флюидоупор), нефтегазоматеринская порода.

Для компьютерного одномерного математического моделирования был использован программный пакет Genex, предоставленный Новосибирским государственным университетом.

На рисунке 1 приведено изменение расчетных параметров во времени и с глубиной. На тех графиках, где возможно, показаны фактические данные, замеренные в скважине. Пористость отложений в целом убывает вниз по разрезу (рис. 1А).

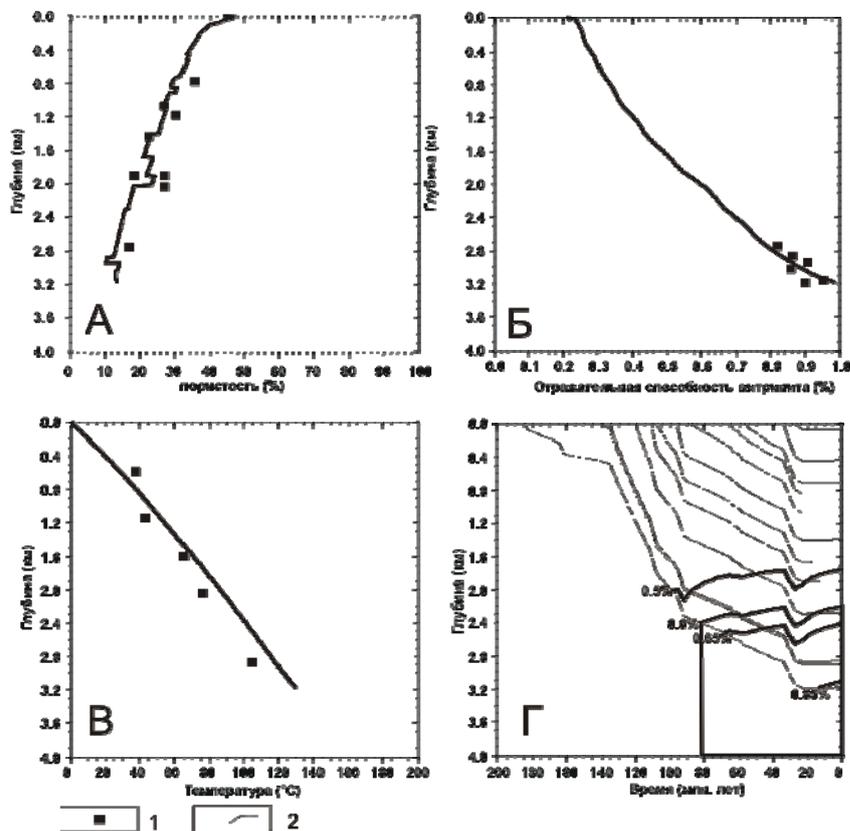


Рис. 1. Изменение параметров во времени и с глубиной: А) пористости, Б) отражательной способности витринита, В) температуры, Г) динамики погружения. Условные обозначения: 1 - фактические данные; 2 - линии изменения параметров

В верхней части разреза шайтанского горизонта она составляет около 48 %. Пористость отложений тургасской свиты равна 43 % (в нижней части разреза свиты), новомихайловской и атлымской – 34 %, тавдинской – около 34 %, люлинворской – 32%, талицкой свиты – около 28 %, ганькинской свиты – почти 30 %, березовской – около 27 %, кузнецовской – почти 27 %, уватской – 25 %, ханты-мансийской – 21 %, викуловской и алымской – около 23 %, неокома – не более 12 %, баженовской и абалакской – менее 10 %, тюменской – около 14 %. Анализ графика показывает, что расчетная и замеренная пористость отличаются на 5–7 %. Отражательная способность витринита (рис. 1Б), согласно модели EASY%R<sub>0</sub>, изменяется от 0,2 % в верхней части разреза до 1 % в нижней. Замеры отражательной способности витринита попадают на расчетную кривую. Это означает, что тепловая модель региона восстановлена принципиально верно. Отличия расчетной отражательной способности витринита от замеренной фактически являются незначительными и не превышают 0,05 %. Изменение современных температур пород разреза осадочного мезозойско-кайнозойского чехла показано на рисунке 1В. Анализ графика показывает, что совпадение расчетных температур (обозначены линией) и фактических данных (обозначены квадратами) очень хорошее. Отклонения расчетных температур от фактических могут быть связаны с погрешностями измерения температур или некорректным заданием уравнений расчета температур, а также погрешностями построенной модели, или «накоплением» ошибки при расчете температур. Отклонения, особенно в верхней и средней частях разреза, могут также быть вызваны геологическими особенностями развития территории в неогеновый и четвертичный периоды (воздымание территории, ледниковая деятельность). В целом, для исследуемой территории «геологический фактор» уменьшения температур в разрезе обусловил падение температуры на 5–10<sup>0</sup>С, что способствовало выделению углеводородов в свободную фазу и их дальнейшей миграции к областям нефтегазосбора. Температура изменяется от –1<sup>0</sup>С (у поверхности) до 120–130<sup>0</sup>С (в подошве осадочного чехла). Динамика погружения отложений, и в том числе, нефтепроизводящих комплексов представлена на рисунке 1Г. Для определения абсолютного возраста использованы данные [10]. Так, органическое вещество баженовской свиты находилось в фазе созревания потенциально нефтепроизводящих пород с начала формирования осадочного чехла до 90 млн. лет назад (турон). 90 млн. лет назад породы

баженовской свиты погрузились на еще большую глубину, достигнув фазы начала и прогрессивного развития процессов нефтеобразования. В палеоцене (60 млн. лет назад) органическое вещество погрузилось на глубину, отвечающую главной зоне нефтеобразования. Подстадии МК<sub>1</sub><sup>2</sup> органическое вещество достигло 45 млн. лет назад (ранний эоцен), а МК<sub>2</sub> – не достигло.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ № 06-05-64385.

#### Литература

1. Конторович А.Э., Кузнецов Р.О. Беляев С.Ю. Опыт моделирования мезозойско-кайнозойской тектонической и нефтяной истории на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области. – Тюмень, 2005. – С. 97–105.
2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – № 11–12. – С. 1832–1845.
3. Кузнецов Р.О. Моделирование динамики погружения нефтегазопроизводящих пород в главную зону нефтеобразования // Материалы XLIV международной научной студенческой конференции “Студент и научно-технический прогресс”. Геология. – Новосибирск, 2006. – С. 130–133.
4. Кузнецов Р.О. Динамика погружения главных нефтепроизводящих комплексов в восточной части Нюрольско-Колтогорского суббассейна (Западно-Сибирский бассейн) // Новые идеи в науках о Земле: Материалы докладов международной конференции. – М., 2005. – С. 191
5. Кузнецов Р.О. История формирования современной структуры и нефтегазоносность батского резервуара в Юганском Приобье // Эволюция тектонических процессов в истории Земли. Материалы XLIII международной научной студенческой конференции “Студент и научно-технический прогресс”. Геология. – Новосибирск, 2005. – С. 101–103.
6. Кузнецов Р.О. Моделирование истории формирования современной структуры и прогноз нефтегазоносности горизонта Ю<sub>2</sub> в Юганской Приобье // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX Международного симпозиума студ., аспирантов, и молодых ученых. – Томск, 2005. – С. 340–342.
7. Кузнецов Р.О. Моделирование эволюции осадочных бассейнов и нефтегазоносность (Западно-Сибирский осадочный бассейн) // Строение литосферы и геодинамика: Материалы XXI Всероссийской молодежной конференции. – Иркутск, 2005. – С. 88–90.
8. Кузнецов Р.О., Беляев С.Ю. Объемы генерации углеводородов в Нюрольской мегавпадине (Западная Сибирь) // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов: Материалы восьмой международной конференции. – М., 2005. – С. 253–255.
9. Кузнецов Р.О., Беляев С.Ю., Жидкова Л.В. Опыт реконструкции времени начала генерации нефти в осадочных бассейнах (на примере восточной части Нюрольско-Колтогорского суббассейна, Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – № 1. – С. 18–30.
10. Gradstein F.M., Ogg J.G., Smith A.G., et al. A new Geologic Time Scale with special reference to Precambrian and Neogene // Episodes, 2004. – № 2. – P. 83–100.

### ОСНОВНЫЕ ЧЕРТЫ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЧЕХЛА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Р.О. Кузнецов<sup>1</sup>, Т.М. Хамхоева<sup>2</sup>

Научный руководитель старший научный сотрудник С.Ю. Беляев

<sup>1</sup>Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Тектоническое строение Западной Сибири имеет важное значение в связи с прогнозом месторождений углеводородов (УВ). Очевидно, что на начальных этапах исследования территории производится сбор и систематизация накопленных данных, поиск закономерностей размещения месторождений УВ и т.д., поэтому анализ приуроченности месторождений нефти и газа к структурам разного знака и размера, выделенным на тектонической карте является одним из направлений в подобных исследованиях. Некоторые результаты, а также применяемые методики представлены в работах [1, 3, 5–7].

Цель работы – проанализировать тектоническое строение осадочного мезозойско-кайнозойского чехла и сопоставить его с нефтегазоносностью территории.

Территория исследования – северо-восточная часть Западно-Сибирской геосинеклизы. В административном отношении территория находится в пределах Ямало-Ненецкого АО Тюменской области, Таймырского АО Красноярского края и собственно Красноярского края без округов.

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН в последние годы построены структурные карты повышенной детальности по опорным отражающим горизонтам осадочного чехла и карты тектонического районирования территории всего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Анализ этой информации показал, что основные (принципиальные) черты осадочного мезозойско-кайнозойского чехла отражает структурная и тектоническая карты по кровле юрского комплекса (баженовская свита и ее аналоги), составленные с учетом всех накопленных к настоящему времени геологических и геофизических материалов [4].

Основой для исследований была структурная карта масштаба 1:1000000, (шаг сетки 1 км, сечение изолиний 20 м), построенная в ИНГГ СО РАН. Контуры месторождений выделялись по суммарной границе их залежей. Запасы месторождений нефти и газа приняты по состоянию на 2005–2006 гг.

В работе проведен статистический анализ приуроченности месторождений нефти и газа в северо-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы к тектоническим структурам различных порядков и знака. Выделение крупных и гигантских месторождений нефти и газа проводилось согласно [2].

На территории исследования выделены две региональные структуры – Внешний пояс и Внутренняя область. Внешний пояс охватывает около 1/3 от общей территории исследования. К региональным структурам в работе [4] также отнесена Ямало-Карская региональная депрессия, которая осложняет северную часть Внутренней области и западную часть территории исследования. Выделение этой структуры как региональной вместе с Внешним поясом и Внутренней областью, авторам кажется не совсем обоснованным. Предлагается уточнить классификацию тектонических элементов [4]. К региональным структурам, по мнению авторов, логичнее отнести:

- Ямало-Карскую региональную депрессию
- Обскую региональную ступень
- Региональные мегамоноклизы (такие как Тюменско-Зауральскую, Пайхойско-Предтаймырскую и т.д.)

Внешний пояс и Внутреннюю область, вероятно, целесообразно отнести к классу надрегиональных структур, по аналогии с надпорядковыми структурами [4].

На исследуемой территории в кровле юрского комплекса выделены: пять отрицательных и четыре положительных структуры III порядка, три положительных (Рассохинский мезовыступ, Среднемессояхский мезовал, Тогульский мезомыс) и две отрицательных структуры II порядка (Внутренняя и Южно-Мессояхская мезовпадины), две моноклинали (Северо-Мессояхская мегамоноклираль, Долгонская мезоноклираль), две отрицательных (Восточно-Антипаютинская, Северо-Тазовская мезовпадины) и одна положительная (Усть-Портовский мезавыступ) структуры I порядка, одна положительная (Мессояхская гряда) и одна отрицательная (Большехетская мегасинеклиза) структуры 0 порядка [4].

Распределение месторождений по запасам и их количество показано в таблице 1. Так, запасы месторождений нефти составляют менее 1,5 % от общих запасов Западной Сибири, а запасы месторождений газа – несколько более 1,5 %. Гигантские и средние месторождения нефти и газа не открыты. В пределах исследуемой территории выявлено одно мелкое месторождение газа.

Таблица 1

Количество и запасы месторождений

	Общее количество месторождений всех классов	Классы месторождений				
		Гигантские	Крупные	Средние	Мелкие	Всего
Месторождения газа и их запасы (в % от суммарных запасов газа ЗСНГП)	563 (100%)	0 (0%)	7 (1,7%)	0 (0%)	1 (0,003%)	8* (1,703%)
Месторождения нефти и их запасы (в % от суммарных запасов нефти ЗСНГП)	526 (100%)	0 (0%)	3 (1,3%)	0 (0%)	0 (0%)	3* (1,3%)

\*при подсчете количества месторождений нефтегазовые месторождения учитывались как нефтяные и как газовые

Запасы крупных месторождений газа, расположенных в пределах исследуемой территории, составляют около 98 % от общих запасов газа, а мелких – 2 %. Все запасы нефти (100 %) сосредоточены в крупных месторождениях. Запасы крупных месторождений газа составляют около 7,5 % от суммарных запасов крупных месторождений газа Западной Сибири, а запасы крупных месторождений нефти не превышают 3 % от суммарных запасов крупных месторождений нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Запасы мелких месторождений газа от суммарных запасов мелких месторождений газа Западной Сибири составляют около 0,5 %.

Таблица 2

Распределение запасов месторождений углеводородов на территории надпорядковых структур

Категория	Надпорядковые структуры			Суммарное количество месторождений и их запасы (в % от суммарных запасов газа / нефти ЗСНГП)
	Положительные	Отрицательные	Промежуточные	
Крупные газа (запасы в % от суммарных запасов газа ЗСНГП)	4 (0,7%)	3 (1%)	0	7 (1,7%)
Мелкие газа (запасы в % от суммарных запасов газа ЗСНГП)	0	1 (0,003%)	0	1 (0,003%)
Крупные нефти (запасы в % от суммарных запасов нефти ЗСНГП)	2 (1%)	1 (0,3%)	0	3 (1,3%)

Учитывая особенности тектонического строения территории (наличие крупных депрессионных зон и высокоамплитудных положительных структур) и тектоническую приуроченность месторождений УВ, перспективы открытия новых месторождений можно оценить как высокие. При дополнительной разведке в северо-восточной части Западной Сибири возможен существенный прирост количества, в первую очередь, средних и мелких по запасам месторождений углеводородов.

В таблице 2 приведено распределение месторождений в рамках структур: надпорядковых положительных, отрицательных и промежуточных. Так, из таблицы видно, что к промежуточным структурам месторождения углеводородов не приурочены. Большая часть запасов газа сосредоточена в пределах отрицательных надпорядковых структур, а нефти – в положительных надпорядковых.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ № 06-05-64385.

#### Литература

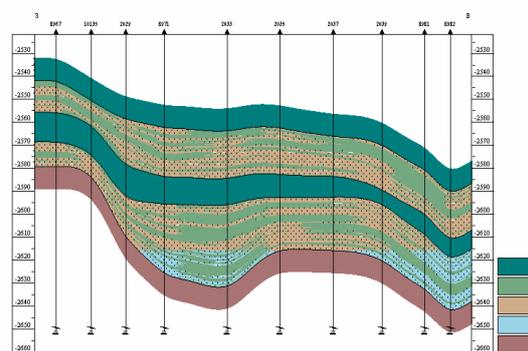
1. Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Хамхоева Т.М., Кузнецов Р.О. Структурная позиция и вероятный тектонический контроль размещения крупных и гигантских месторождений углеводородов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2006. – №№ 5–6. – С. 27–34.
2. Инструкция по применению классификации запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. – М., 1984. – 64 с.
3. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Башарин А.К., Кузнецов Р.О., Хамхоева Т.М. Пространственная связь месторождений углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с зонами рифтогенеза // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского складчатого пояса. От океана к континенту: Материалы научного совещания по интеграционным программам Отделения наук о Земле Сибирского отделения РАН (16–20 октября 2006 г., ИЗК СО РАН, г. Иркутск). – Иркутск, 2006. – Т. 1., вып. 4 – С. 175–178.
4. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – № 11–12. – С. 1832–1845.
5. Хамхоева Т.М., Беляев С.Ю. Условия размещения нефтяных и газовых месторождений в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Новые идеи в науках о Земле: Материалы докладов VII международной конференции. – М., 2005. – С. 230.
6. Хамхоева Т.М., Кузнецов Р.О. Локализация гигантских и крупных месторождений углеводородов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Материалы XLIV международной научной студенческой конференции "Студент и научно-технический прогресс". Геология. – Новосибирск, 2006. – С. 153 – 156.
7. Хамхоева Т.М., Кузнецов Р.О. Некоторые факторы, влияющие на распределение месторождений нефти на территории Юганского Приобья Западно-Сибирской геосинеклизы // Нефть и газа Западной Сибири: Материалы международной научно-технической конференции (25–27 октября 2005 г.). – Тюмень, 2005. – С. 11–12.

### ВЛИЯНИЕ ЛИТОФАЦИАЛЬНОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПЕСЧАНИКОВ ПЛАСТА ЮК<sub>10</sub> ШЕРКАЛИНСКОЙ СВИТЫ НИЖНЕЮРСКОГО ВОЗРАСТА ТАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

А.М. Кузуванов

ОАО «ТНК-Нягань», г. Нягань, Россия

Талинская площадь Красноленинского месторождения один из наиболее сложных и уникальных объектов отечественной нефтедобывающей промышленности. Запасы нефти здесь весьма значительны и оцениваются в объеме 895 млн тонн.



**Рис. 1. Геологический разрез продуктивных пластов ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> Талинской площади**  
1 – глинистые породы радомской и тогурской пачек, 2 – глины, 3 – песчаник нефтенасыщенный, 4 – песчаник водонасыщенный, 5 – доюрский комплекс

Базисными объектами разработки являются пласты шеркалинской свиты, сложенные преимущественно песчано-гравийными образованиями.

Типичный геологический разрез продуктивных пластов ЮК<sub>10</sub> и ЮК<sub>11</sub> в субширотном направлении представлен на рис. 1.

Отложения пласта ЮК<sub>10</sub> представлены разнозернистыми песчаниками и гравелитами, заполняющими погребенные русловые впадины.

В продуктивном пласте ЮК<sub>10</sub> шеркалинской свиты выделяются три циклиты (рис. 2): ЮК<sup>а</sup><sub>10</sub>, ЮК<sup>б</sup><sub>10</sub>, ЮК<sup>с</sup><sub>10</sub>;

Цикличность в строении залежей нефти шеркалинской свиты обуславливается особенностями ее формирования.

В центральных частях площади, в зонах полного развития свиты, отмечается согласное залегание пластов. Их толщины характеризуются как достаточно выраженные и конформные. Синхронность в режиме осадконакопления позволяет уверенно идентифицировать границы циклитов.

В направлении периферийных частей отмечается как стратиграфическое, так и угловое, несогласное залегание отложений свиты на породах доюрского фундамента. Происходит закономерное выклинивание циклитов, поэтому нижние циклиты обладают меньшей

площадь. На бортовых участках площади представлены отложения только верхнего циклита (пачка «а»), залегающего непосредственно на породах фундамента. Распространение пачки «а» по площади неравномерное, мощность увеличивается в северном направлении.

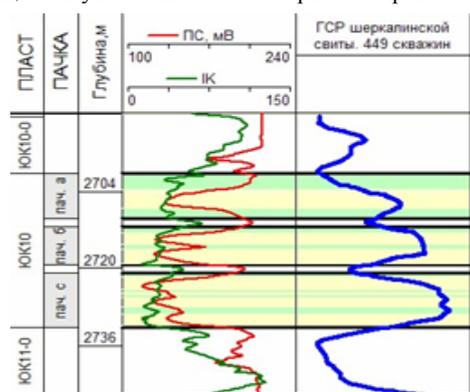


Рис. 2. Отбивка границ продуктивных пластов и седиментологических циклов шеркалинской свиты

на формирование этих отложений в условиях выравнивания территории при низкой гидродинамической активности потоков, энергетики которых не хватило для транспортировки грубообломочного материала.

Интерпретация кривых геофизических исследований скважин (ГИС) в комплексе с палеофаціальным, литологическим и лабораторными исследованиями ядра позволила диагностировать основные комплексы фаций – потоковый (русловый) и баровый.

Данные гранулометрических исследований говорят в пользу континентального генезиса фаций пласта ЮК<sub>10</sub>. Это в свою очередь обусловило выделение двух основных комплексов фаций: руслового и барового..

К высокопродуктивным коллекторам отнесены отложения фаций дельтовых потоков и крупных баров (рис. 3).

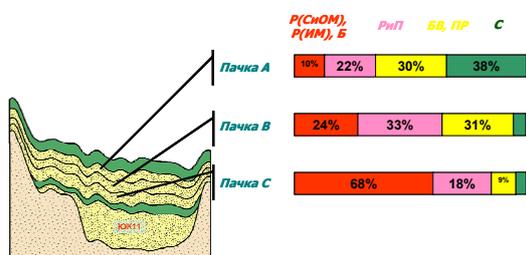


Рис. 4. Распределение фаций по пачкам пласта ЮК<sub>10</sub>

продуктивностью, и их идентификация в разрезе скважин с последующим картированием по площади залежей, создают условия не только для изучения пространственных закономерностей их распределения, но и представляют возможность для дифференциации начальных геологических запасов нефти по их качеству.

По интервалам шеркалинской свиты отмечается сокращение объема высокопродуктивных фаций в направлении от подошвенной к кровельной части разреза (рис. 4).

В нижней части пласта ЮК<sub>10</sub> развиты серые крупнозернистые песчаники и гравелиты, сцементированные мелкозернистым песчаным материалом. Вверх по разрезу наблюдается постепенный переход к мелкозернистым песчаникам и алевролитам. Отложения пласта ЮК<sub>10</sub> имеют русловой или дельтово-эстуариевый генезис, характеризуются менее грубозернистым и более кварцевым составом песчаных толщ.

Перекрывается пласт ЮК<sub>10</sub> радомской пачкой глин, образование которой связано с эвстатическим поднятием уровня моря.

Наибольшей средней толщиной обладает пачка «с», а наименьшей, с минимальной расчлененностью разреза, характеризуется пачка «а», которая глинизируется в 34 % фонда скважин, в то время как пачка «б» глинизируется в 6 % пробуренных скважин, пачка «с» – в 5 % анализируемого фонда.

Увеличение доли глин в циклите «а» указывает

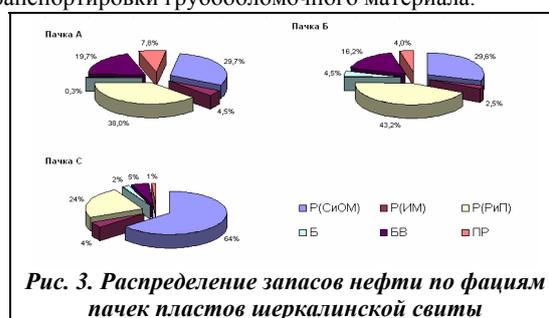


Рис. 3. Распределение запасов нефти по фациям пачек пластов шеркалинской свиты

К низкопродуктивным коллекторам отнесены отложения прерывистых, сравнительно небольших по размерам, фаціальных образований береговых (подводных) валов, песков разливов и временно заливаемых участков [2].

Отложения фаций береговых валов и песков разливов образуются в режиме поверхностных течений при растекании потока вширь. Они довольно хорошо сортированы, но в силу своей мелкозернистости не способны характеризоваться высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Типизация пород-коллекторов, отличающихся продуктивностью, и их идентификация в разрезе скважин с последующим картированием по площади залежей, создают условия не только для изучения пространственных закономерностей их распределения, но и представляют возможность для дифференциации начальных геологических запасов нефти по их качеству.

По интервалам шеркалинской свиты отмечается сокращение объема высокопродуктивных фаций в направлении от подошвенной к кровельной части разреза (рис. 4).

Таблица

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств фаціальных комплексов

Пласт	Тип фаций	Аббревиатура	Параметры			
			Кпо, %	Кпр, мД	Нэф, м	Кпч, д.ед.
ЮК <sub>10</sub>	Руслу спрямленных и ограниченно меандрирующих потоков	Р(СИОМ)	15,4	177,6	6,7	0,67
	Руслу интенсивно меандрирующих потоков	Р(ИМ)	15,1	158,4	6,5	0,62
	Руслу фуркирующих потоков	Р(Ф)	14,4	55,6	5,2	0,55
	Бары	Б	15,6	210,8	5,3	0,60
	Береговые валы	ББ	13,4	18,1	4,3	0,48
	Пески разливов	ПР	12,4	8,8	2,6	0,32

Общие представления о свойствах пород-коллекторов литолого-фациальных комплексов систематизировано в таблице. Среди выделенных фаций самыми высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств по данным ГИС характеризуются отложения фации баров (Б), что обусловлено их хорошей отсортированностью. Немного уступают им по качеству отложения фаций русел спрямленных и ограниченно меандрирующих потоков и русел интенсивно меандрирующих потоков, для которых характерна слабая отсортированность при очень высокой гидродинамической активности.

В фациях крупных баровых образований и потоковых течений отмечается максимальное содержание кварцевых пород, доля которых значительно уменьшается в фациях, представленных низкопроницаемыми коллекторами. Присутствие кварца, который в процессе гидротермальной обработки приобретает свойства фобной среды, является важным в объяснении столь неблагоприятной динамики обводнения скважин Талинской площади.

Присутствие гравелитов напрямую ассоциируется со «сверхпроводимой» средой. Доля гравелитов также максимальная – 24,3 % в среде потоковых фаций. Фации потоковых течений доминируют в подошвенной части пласта ЮК<sub>10</sub> – циклит «с», то можно предположить, что именно в этом интервале опережающими темпами перемещается закачиваемая вода, блокируя нефть.

Проведение фациального анализа и построение литолого-фациальной модели даст возможность разработать мероприятия вовлечения в разработку не дренируемых активных запасов, а так же поможет в выборе вариантов разработки для дальнейшей эксплуатации шеркалинских отложений Талинской площади [1].

#### Литература

1. Бриллиант Л.С., Козлова Т.Н., и др. Влияние условий осадконакопления пластов ЮК<sub>10-11</sub> Талинской площади на структуру начальных геологических запасов нефти // Пути реализации нефтегазового потенциала: Материалы Восьмой научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2005.
2. Комплексная программа научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по применению методов увеличения коэффициента нефтеизвлечения отложений шеркалинской свиты Талинской площади Красноленинского месторождения. – М., 2006. – Том 1.

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ ВЕРХНЕВАСЮГАНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Е.В. Кусмарцев**

Научный руководитель старший научный сотрудник С.Ю. Беляев  
*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Восстановить историю тектонического развития, выявить тектонические предпосылки нефтегазоносности на территории Верхневасюганской антеклизы можно, применив одномерное моделирование и построив серию палеопрофилей.

В процессе работы сделано следующее:

- изучены особенности литологии и стратиграфии, тектоники, характер и условия накопления отложений на территории Верхневасюганской антеклизы;
- изучены особенности нефтегазоносности на территории Верхневасюганской антеклизы;
- освоена методика одномерного моделирования.

На основании собранных данных (абсолютные отметки залегания свит, литология и др.) было проведено одномерное моделирование по 12 скважинам и построены палеопрофили, которые позволили восстановить историю тектонического развития.

В пределах Верхневасюганской антеклизы осадочный чехол начинается с отложений юрского возраста (плинсбах, урманская свита). Выше по разрезу залегают тюменская, васюганская, георгиевская, баженовская, куломзинская, тарская, киялинская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская, талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская и абросимовская свиты юрского, мелового и кайнозойского возраста. Отложения представлены преимущественно песчаниками, алевролитами, аргиллитами, сформированными в различных обстановках осадконакопления, и их разуплотненными аналогами.

Верхневасюганская антеклиза – крупная положительная структура 0 порядка [1], в составе которой выделены 2 положительные структуры I порядка – Верхнедемьянский мегавал и Каймысовский свод. В рельефе кровли баженовской свиты антеклиза оконтурена на отметке –2560 м, имеет площадь 30330 км<sup>2</sup> и амплитуду 445 м. С юго-запада положительная структура нулевого порядка ограничена Муромцевско-Седельниковским наклонным мегапрогибом, с востока – Нюрольской мегавпадиной, входящей в состав Колтогорско-Нюрольского желоба, с севера – Северо-Демьянской мегамоноклиналию.

Верхневасюганская антеклиза находится в Каймысовской нефтегазоносной области. Наиболее крупными месторождениями являются Первомайское и Крапивинское нефтяные месторождения.

Моделирование было проведено с использованием программного пакета Genex, предоставленного Новосибирским государственным университетом. Genex – программный пакет, предназначенный для моделирования эволюции пород одномерного вертикального разреза одной или нескольких скважин. Он позволяет воссоздавать историю осадконакопления и погрусения, увязывая их с историей деформации литосферы, термическую историю и историю реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород. При этом учитывается множество факторов, влияющих на эти процессы, и рассчитывается полный комплекс параметров, их характеризующих. Учитываются палеоклиматические условия осадконакопления, уплотнение пород при погрусении бассейна и изменения их свойств – пористости, проницаемости, плотности, теплопроводности, теплоёмкости, факторы, влияющие на температурный режим –

кондуктивный и конвективный теплоперенос, тепло радиоактивного распада в породах и коре, изменение теплового потока.

В программном пакете предусмотрены дополнительные возможности для моделирования нестандартных процессов в эволюции бассейнов, в том числе для моделирования развития рифтогенных осадочных бассейнов, процессов, связанных с интрузивной деятельностью. При вычислительном эксперименте использовались самые современные концепции бассейнового моделирования.

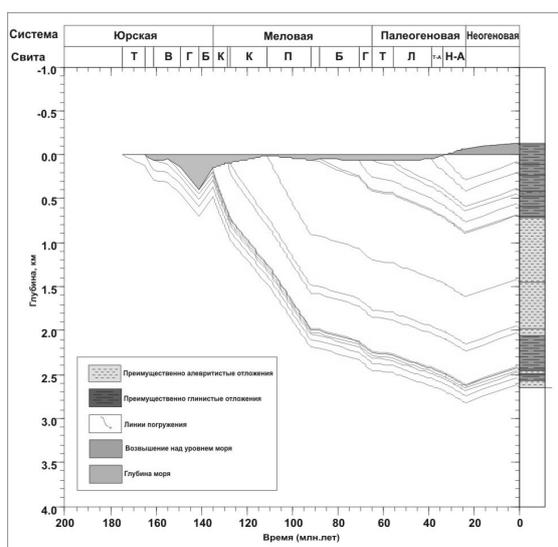
Проиллюстрируем на примере детально изученной скважины Дорожная №1 некоторые результаты.

На рис. 1 представлена динамика погружения отложений с учетом палеобатиметрии. Анализ рисунка показывает:

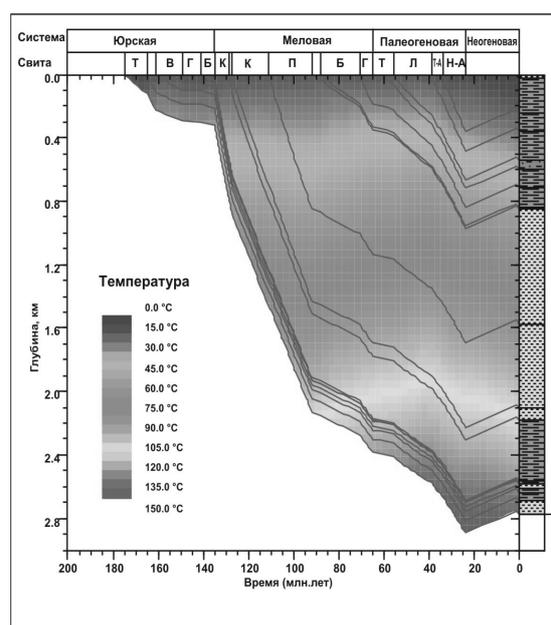
территория бассейна в течение всего юрского времени интенсивно прогибалась. На момент формирования баженовской свиты глубина бассейна была максимальной. Темп осадконакопления в это время был низким.

В раннемеловой период интенсивное прогибание начало очень быстро компенсироваться осадками и произошла резкая смена глубоководной обстановки осадконакопления на мелководную.

На момент формирования неоген-четвертичных отложений преобладали континентальные условия осадконакопления.



**Рис. 1. Динамика погружения отложений с учетом палеобатиметрии**



**Рис. 2. Динамика изменения температуры отложений**

На рис. 2 показана динамика изменения температуры отложений. Температура отложений постепенно уменьшается вверх по разрезу от 140°C до 0°C. Наиболее прогретыми участками разреза являются баженовская и нижележащие свиты. Температура отложений баженовской свиты в начале раннего неогена, составляла 135°C, что соответствует параметрам главной фазы нефтеобразования.

#### Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко А.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – Новосибирск, 2001. – Т. 42 – № 11–12. – С. 1832–1845.

### ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ ОТХОДОВ

**С.В. Куфлевский**

Научный руководитель доцент Л.П. Черемисина

*Дальневосточный государственный технический университет, г. Владивосток, Россия*

В ходе реализации программы бурения эксплуатационных скважин Этапа 1А на Астохском участке за 2005 год выполнен ряд работ, которые позволяют уточнить геолого-геофизические характеристики как в целом Астохской площади, так и в интервалах с I по XI пластов нутовского горизонта с целью получения дополнительных данных для изучения процесса образования системы трещин гидроразрыва в процессе закачки отработанных продуктов бурения, границ их распространения как в горизонтальном, так и в вертикальном

направлениях. Компания с апреля 2004 г. начала закачивать отработанные буровые и иные технологические растворы и выбуренный шлам в скважину ПА–118.

За время проведения работ по закачке буровых отходов в глубоководные пласты были выполнены исследования процесса развития зоны трещиноватости (домена) и распространения ее границ как по латерали, так и в вертикальном направлении.

Предполагалось, что в результате развития трещин гидроразрыва в вертикальном направлении они будут распространяться вверх, вплоть до песчаного пласта “Р” и вниз до пласта XII. Отложения данного интервала (от пласта “Р” до пласта XII) имеют нутовский возраст. Все изучаемые горизонты представлены породами, которые отлагались в прибрежно-морских условиях в обстановке привноса осадочного материала речными потоками и прибрежными течениями.

Ниже приводится литологическая характеристика пластов изучаемого интервала:

**Пласт Р.** Мощность пласта в пределах Астохского участка меняется от 27 до 47 м. Пласт представлен кварц-полевошпатовыми песчаниками средне-крупнозернистыми, хорошо отсортированными. Песчаная фракция характеризуется от средней до хорошей окатанностью зерен. Песчаник хорошо сцементированный, цемент (до 5%) – карбонатно-глинистый. Отмечаются включения пирита. По данным геофизических исследований скважин (ГИС) песчаник обладает пористостью до 30 % и хорошей проницаемостью.

**Пласт Q.** Пласт представлен глинистой толщей мощностью от 45 до 60 м. Глины серые, темно-серые алевролитовые. Состав глин иллитовый, иллитово-сметитовый. Содержание каолинита и хлорита примерно равное – по 10 % от глинистой фракции. В образцах встречаются включения пирита.

**Пласты I–V.** Данный интервал представлен тонким переслаиванием глин и песчаников общей мощностью от 100 до 145 м. Толщины песчаных прослоев варьирует от 0,5 до 2 м. Состав песчаников – кварц-полевошпатовый. Песчаники хорошо отсортированные, мелко-среднезернистые, хорошо сцементированные. Цемент в отдельных прослоях преимущественно карбонатно-глинистый.

Окатанность зерен от средней до хорошей. Встречаются включения пирита. Пористость, определенная по данным ГИС, меняется в пределах 15–20 %.

Глины серые, темно-серые, пластичные, местами алевролитовые. Минеральный состав иллитовый, иллитово-сметитовый. В значительных количествах содержится также каолинит и хлорит.

**Пласт VI.** Толщина пласта меняется от 45 до 73 м. Литологически подразделяется на три части: верхняя и нижняя – глинистые, средняя – песчаная.

Таблица

Стратиграфическая модель разреза скважины ПА–118

Пласт	Порода	Кровля, глубина, м, (абс. отм)	Общая толщина, м (по верт.)	Коэфф. песчан. д.е.	Песчаник			Глины
					эффект. толщина, м (по верт.)	эффект. пористость, д.е.	Проницаемость, мД	Проницаемость, мД
G	Песчаник	504	58	0,6	35	0,36	9500	0,1
J	Глины	562	18	0,15	3	0,33	6500	0,1
K-L	Глины	580	340	0,15	51	0,33	6500	0,1
M	Песчаник	920	18	0,8	14	0,33	7000	0,1
M	Глины	938	82	0,05	41	0,28	750	0,1
N	Песчаник	1020	12	0,4	5	0,27	500	0,1
N-O	Глины	1032	107	0,15	16	0,27	1250	0,1
P	Песчаник	1139	30	0,65	20	0,29	3000	0,1
Q-I-V	Глины	1169	208	0,1	21	0,28	650	0,1
VI-XII	Глины	1377	390	0,25	98	0,26	250	0,1
Башмак 9-5/8" колонны	Глины	1767	-	0,25	-	0,26	250	0,1

Глины серые, мягкие, пластичные, песчанистые. По минералогическому составу они аналогичны глинам интервала пластов I–V.

Толщина песчаного пласта достигает 25 м. Пласт представлен песчаниками мелко-среднезернистыми, хорошо отсортированными. Окатанность зерен – от средней до хорошей. Песчаники твердые, хорошо сцементированные, цемент карбонатно-глинистый (до 5 %). Минералогический состав песчаников – кварц-полевошпатовый.

**Пласты VII–VIII.** Толщина интервала меняется от 65 м до 80 м. Представлен чередованием песчаных и глинистых пластов. Толщина песчаных прослоев достигает 10 м. Песчаники хорошо отсортированные, мелкозернистые. Окатанность зерен – от плохой до средней. Цемент карбонатно-глинистый (до 5 %). Состав песчаников кварцевый, встречаются включения пирита.

Толщины глинистых прослоев до 12 м. Глины серые, темно-серые, твердые. Состав глин иллитовый, иллит-сметитовый. Высокое содержание каолинита и хлорита – по 10 % от содержания глинистой фракции.

Пласты IX–X. Толщина интервала меняется от 60 до 96 м. Пласт представлен переслаиванием песчаных и глинистых пластов. Мощность песчаных пластов до 10 м и более. Песчаники хорошо, очень хорошо отсортированные, мелкозернистые. Окатанность зерен – от средней до хорошей. Состав песчаников – кварц-полевошпатовый. Цемент глинистый и карбонатный (до 6 %).

Глины светло-серые, серые, твердые. Минеральный состав аналогичен глинам пластов VII–VIII. Встречаются включения пирита.

В таблице представлена стратиграфическая модель разреза скважины ПА–118, выполненная по данным 3-мерной сейсморазведки и ГИС.

Выполненные геолого–геофизические исследования позволяют объективно оценить геологическое строение объекта размещения отходов бурения и показывают следующее.

В пределах Астохской площади в области подземного размещения отходов бурения (домена) имеются 4 непрерывных (толщиной 25–86 м) глинистых раздела, расположенных в пластах Q, VI, VII–VIII и IX–X, а также толща пород, представленных тонким переслаиванием глин и песчаников общей мощностью от 106 до 145 м, в пластах I–V.

Структура Астохской площади осложнена локальными разрывными нарушениями. Данные нарушения не были активными уже на протяжении очень длительного времени и по своему генезису, по-видимому, не являются тектоническими. Образование таких нарушений не могло быть объяснено проявлением тектонических подвижек. Вероятнее всего, данные нарушения имеют диагенетическую природу преобразования диатомовых глин в результате процесса дегидратации и уменьшения начального объема. Тем не менее, плоскости данных нарушений находятся на достаточном расстоянии от скважины ПА–118 так, что не предполагается пересечение этих сбросов трещинами гидроразрыва при подземном размещении отходов бурения.

Свойства пород являются благоприятными для подземного размещения в них отходов бурения. Большая толщина глинистых пластов позволяет создать систему локальных трещин и принять большой объем твердых отходов бурения. Наличие мощных пластов песчаников способствует созданию барьеров росту зоны трещиноватости в вертикальном направлении, а поровое пространство глинистых песчаников в интервале развития трещин гидроразрыва обеспечивает достаточную вместимость для отфильтровывания жидкостей из шламовой пульпы.

На основе анализа результатов проведенных работ по закачке буровых отходов и научно-исследовательских работ [1, 2, 3] по оценке эффективности фактических процессов размещения отработанных буровых отходов, выполненных в 2005 году, могут быть сделаны следующие выводы.

Закачка отработанных продуктов бурения в скважину ПА–118 Астохской площади в основание глинистого пласта X, расположенного на глубине 2062–2072 м (по стволу от стола ротора), выполняется в соответствии с запланированными решениями. Не имеется свидетельств распространения домена до верхнего (резервного) интервала перфорации на глубине 1756–1766 м (по стволу от стола ротора). Адаптация существующей модели к фактическим параметрам закачки позволяет предположить, что минимальная потенциальная емкость области подземного размещения отходов при существующем домене составит 1,4 млн. баррелей, если условия эксплуатации останутся неизменными.

#### Литература

1. Буллер Д. Анализ закачки отходов бурения в скважину ПА–118 Астохской площади за период с апреля 2004 по июнь 2005 гг. – Gidatec Limited, 2005.
2. Гуо К., Гихан Т., Пинкок М. Управление рисками и неопределенностями при проведении операций по закачке шлама и буровых отходов в сложных условиях окружающей среды. Промысловый опыт на шельфе о-ва Сахалин / SPE 93781, 2005.
3. Иващенко А.И. Сейсмологическое обоснование возможности промышленной разработки Астохского участка Пильтун–Астохского месторождения, а также закачки шлама и прочих отходов бурения в пласты горных пород и обеспечения безопасности платформы Моликпак. – ИМГ и Г ДВО РАН, 2005.

### ПОСТРОЕНИЕ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕЛЛОВЕЙ-ВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ АЛЕКСАНДРОВСКОГО СВОДА

**Д.С. Лежнин**

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.А. Конторович  
*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Настоящая работа посвящена оценке перспектив нефтегазоносности келловей-волжских отложений в юго-восточных районах Западной Сибири на базе комплексирования данных сейсморазведки, геофизических исследований (ГИС) и глубокого бурения. Объектом исследований в работе выступала западная часть Александровского свода, расположенного в Александровском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. В качестве фактического материала в работе использованы временные сейсмические разрезы, полученные методом общей глубинной точки (МОГТ) в объеме 1437 км со средней плотностью 0,72 км/км<sup>2</sup> и данные глубокого бурения и ГИС по 20 скважинам.

*Цель работы:* осуществить структурные построения, выполнить оценку качества коллекторов горизонта Ю<sub>1</sub>, построить модели залежей углеводородов и выявить нефтеперспективные объекты в келловей-волжских отложениях западной части Александровского свода.

*Задачи исследований:* с использованием интерпретационного комплекса W-Seis (ИНГГ СО РАН) выполнить корреляцию отражающих горизонтов и осуществить построение структурных карт по реперным

отражающим горизонтам и карт изопакит сейсмокомплексов, выполнить анализ истории тектонического развития исследуемой территории; выполнить интерпретацию материалов ГИС, построить корреляционную схему, характеризующую модель геологического строения келловей-волжских отложений, определить геологические критерии оценки качества коллекторов горизонта Ю<sub>1</sub>; осуществить построение прогнозных карт эффективных толщин песчаных пластов горизонта Ю<sub>1</sub>; выполнить комплексную интерпретацию геолого-геофизических материалов, осуществить построение моделей залежей углеводородов и выявить нефтегазоперспективные объекты в келловей-волжских отложениях.

Келловей-волжский комплекс пород на большей части исследуемой территории представлен отложениями георгиевской, васюганской и баженовской свит. Их формирование происходило преимущественно в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях.

**Васюганская свита** на большей части региона залегает трансгрессивно на континентальных отложениях тюменской свиты, а в пределах присводовой части Александровского свода на породах доюрского фундамента. По литологическому составу слагающих пород васюганская свита разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты:

Нижневасюганская подсвита преимущественно представлена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. В основании подсвиты развит песчано-алевролитовый пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>, который, скорее всего является базальным горизонтом верхнеюрской морской трансгрессии. Толщина пласта варьирует в пределах от 0 до 15 метров.

Верхневасюганская подсвита представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов. В разрезе верхневасюганской подсвиты находится 4–5 песчаных пласта, совокупность которых формирует регионально нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>. В разрезе горизонта Ю<sub>1</sub>, благодаря наличию регрессивного и трансгрессивного циклов, выделяют две пачки (под- и надугольную), разделенные региональным угольным пластом У<sub>1</sub>.

*Подугольная пачка* представлена регрессивными песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, имеющими, как правило, плащеобразное распространение, хорошо выдержанными по латерали и разделенными пластом аргиллитов.

Регионально-выдержанный угольный пласт У<sub>1</sub>, отвечает максимуму регрессивного цикла осадконакопления. Он хорошо опознаваем по комплексу радиоактивного и акустического каротажа. Его формирование происходило в континентальных условиях.

*Междуугольная пачка* выполнена переслаивающимися аргиллитами, песчаниками и алевролитами с большим количеством прослоев углей и углистых аргиллитов. А так же регионально-выдержанным угольным пластом У<sub>1</sub>, отвечающему максимуму регрессивного цикла осадконакопления. Он хорошо опознаваем по комплексу радиоактивного и акустического каротажа. Его формирование происходило в континентальных условиях.

*Надугольная пачка* залегает в кровле горизонта Ю<sub>1</sub> между угольным пластом У<sub>1</sub> (междуугольной пачкой) и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты. Как правило, разрез надугольной пачки содержит песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, формирование которых происходило в полифациальных условиях. В связи с этим, пласты невыдержанны по латерали, испытывали частое литологическое замещались и выклинивание даже в пределах отдельно взятых площадей.

**Георгиевская свита** сложена глинами и аргиллитами от темно-серых до черных, тонкоотмученными неравномерно глауконитовыми, до прослоев глауконита. Несмотря на небольшие мощности (до 10 м), свита хорошо обособляется в разрезах различных фациальных районов.

Георгиевская свита залегает между васюганской и баженовской. На исследуемой территории свита получила ограниченное распространение и фиксируется только в самой западной части рассматриваемой территории, в пределах Колтогорского мезопрогиба.

**Баженовская свита.** Представлена аргиллитами битуминозными, черными с коричневым оттенком, массивными, плитчатыми, листоватыми, с прослоями радиоляритов, глинистых известняков, остатками морских фоссилий. Содержание органического вещества в высокоуглеродистых аргиллитах иногда достигает 20 % и более. В аномальных разрезах она содержит прослой песчаников, алевролитов, небитуминозных аргиллитов.

На территории Томской области, изученной глубоким бурением, келловей-волжский комплекс пород имеет повсеместное распространение и характеризуется толщинами 20–170 метров.

В процессе проведенных исследований по результатам интерпретации каротажа по 20 скважинам была построена корреляционная схема келловей-волжских отложений для западной части Александровского свода.

Анализ полученной схемы позволил сделать вывод, что строение верхнеюрской части разреза в пределах исследуемой территории существенно меняется. В частности, в направлении приподнятых участков палеорельефа происходит уменьшение толщины надугольной пачки, которое сопровождается ухудшением фильтрационно-емкостных свойств песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> вплоть до полного глинизирования. Аналогичная тенденция фациального замещения песчаных пластов надугольной пачки имеет место и в направлении палеодепрессивной зоны. Учитывая прибрежно-морской генезис песчаных отложений надугольной пачки, такой характер изменения толщины и коллекторских свойств песчаных отложений представляется вполне обоснованным. Выклинивание подугольной пачки происходит в западной части района исследования – в направлении палеодепрессивной зоны. В силу этого обстоятельства в настоящей работе толщина надугольной и подугольной пачек была использована в качестве критерия для *качественной оценки зон распространения коллекторов* в пределах исследуемой территории.

Учитывая характеристику горизонта Ю<sub>1</sub>, можно сделать вывод, который подтвержден многочисленными данными глубокого бурения: залежи углеводородов в песчаных пластах подугольной пачки, как правило, являются чисто структурными и контролируются локальными поднятиями, в песчаных пластах

надугольной пачки – структурно-литологическими и контролируются как структурным планом, так и литологическими экранами.

При помощи анализа результатов структурных и палеоструктурных построений проведено построение корреляционных зависимостей надугольной и подугольной пачек от юрских, берриас-аптских отложений, толщин васюганской свиты и верхневасюганской подсвиты. Использование карт распределения этих параметров с привлечением аппарата многомерной регрессии позволило оценить характер распределения толщин надугольной и подугольной пачки на исследуемой территории. Комплексный анализ этих карт, материалов ГИС и результатов испытываемой показал, что зоны, в пределах которых получили развитие наиболее высокоемкие коллекторы приурочены к склонам палеоподнятий, имевшим место в оксфордском веке.

Для количественной оценки коллекторских свойств песчаных резервуаров горизонта Ю<sub>1</sub> были построены карты эффективных толщин песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и суммарных эффективных толщин горизонта Ю<sub>1</sub>. Эффективные толщины песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и суммарных эффективных толщин горизонта Ю<sub>1</sub> были определены как толщины песчаных пластов с проницаемостью более 1 миллидарси. Значение проницаемости равное 1 миллидарси, соответствующее коэффициенту пористости 13 %, было взято как граничное для перехода коллектор – не коллектор. Значению проницаемости 1 миллидарси соответствует значение аномалий ПС равное 32 мВ [1]. После составления базы данных по эффективным толщинам горизонта Ю<sub>1</sub> с учетом схемы накопления осадков у берега были построены графики, показывающие зависимость между толщинами песчаных пластов надугольной и подугольной пачек с их эффективными толщинами.

Анализ полученных материалов показал, что эффективные толщины надугольной пачки в районе исследований варьируют от 0 до 26 м. Зоны отсутствия коллекторов (эффективная толщина 0–2 м) и распространения низкоемких коллекторов (эффективная толщина 2–4 м) связаны с депрессионными зонами в юго-восточной, юго-западной и северо-западной частях района исследований (Александровская, Куль-Еганская, Чапаевская и Полуденная структуры). Высокоемкие коллектора с эффективными толщинами 10–20 м развиты в пределах Обской, Южно-Александровской и Панковской структур.

Эффективные толщины подугольной пачки в районе исследований варьируют от 0 до 32 м. Зоны отсутствия коллекторов (эффективная толщина 0–2 м) и распространения низкоемких коллекторов (эффективная толщина 2–4 м) связаны с западной частью Александровского свода и в северной части района исследования (Александровская структура). Качественные коллектора с эффективными толщинами 10–30 м развиты в пределах Чапаевского, Полуденного, Обского, и Куль-Еганского поднятий.

На завершающем этапе исследований на базе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов, включающих результаты структурных построений, карты эффективных толщин песчаных пластов и результаты испытаний, были построены модели геологического строения Чапаевского, Полуденного и Обского месторождений и выделены два нефтеперспективных объекта в песчаных пластах Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> надугольной и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> подугольной пачках горизонта Ю<sub>1</sub>.

#### Литература

1. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А. Сейсмологически адаптивные методы прогноза коллекторов – Новосибирск, 2004.

### ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛЕНО-ВИЛЮЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

**А.В. Литвиненко**

Научный руководитель доцент А.В. Рукович

*Технический институт – филиал Якутского государственного университета имени М.К. Амосова, г. Нерюнгри, Россия*

Ленно-Вилюйская нефтегазоносная область является промышленно газоносным районом Республики Саха (Якутия). Отсюда снабжаются природным газом гг. Якутск, Покровск и ряд других населенных пунктов, прилегающих к трассе газопровода. В позднепермских и мезозойских отложениях Вилюйской синеклизы открыто несколько крупных газоконденсатных месторождений Средневилюйское, Среднетюнгское, Толон-Мастахское и ряд других более мелких. Залежи упомянутых месторождений приурочены, главным образом, к крупным положительным тектоническим структурам и моноклиналам. В настоящее время на территории Ленно-Вилюйской нефтегазоносной области фонд положительных структур и пластовых сводовых залежей практически исчерпан, в связи с чем нефтегазопроисковая служба, как в Якутии, так и в Сибири, уделяет внимание постановке поисковых работ на выявление залежей нефти и газа, приуроченных к неструктурным ловушкам, или ловушек, связанных с карбонатными отложениями венда и нижнего кембрия. На данный момент поисковые и разведочные работы с целью выявления новых залежей нефти и газа здесь прекращены в связи с отсутствием перспективных объектов.

Нефтегазоносность пермских отложений Вилюйской синеклизы установлена глубоким бурением на нескольких газоконденсатных месторождениях таких как: Средне-Вилюйское, Средне-Тюнгское, Соболох-Неджелиинское и др. В целом для пермских отложений, представленных толщей терригенных, песчано-глинистых пород, характерна невыдержанность в пространстве пород коллекторов. В связи с этим большинство выявленных залежей относится к структурно-литологическому типу, причем в зонах литологического замещения песчано-алевролитовых пластов-коллекторов более глинистыми разностями промышленные притоки газа не получено. Высокоперспективными территориями по мнению многих исследователей являются бортовые части Тангарынской впадины, восточная часть Тюкян-Чыбыдинской моноклинали и сопряженный с ней западный борт Линденской впадины, а также Хоргочумская моноклинал. Перспективными территориями по отложениям

перми являются северный и северо-западный борт Вилюйской синеклизы и Тююкан-Чыбыдинской моноклинали, где происходит выклинивание отложений верхней перми.

Постепенное замещение в восточном направлении пермских континентальных отложений морскими позволяет предположить открытие залежей структурного и структурно-литологического типов в пермской части разреза в пределах восточного окончания Хапчагайского мегавала в зоне сочленения с Линденской впадиной в Предверхоанском прогибе.

По данным А.Ф. Сафронова к перспективным землям отнесена зона выклинивания пермских, триасовых и раннеюрских отложений на восточном склоне Мунского поднятия. Бурение Приленской скважины на этой территории показало, что пермские слои «запечатаны» нижнетриасовой глинистой толщей (неджелинская свита) [2]. Центральная, приосевая часть Вилюйской синеклизы, к которой приурочена Хапчагайская группа месторождений, многими исследователями относится к перспективному региону, в пределах которого возможно существование единого крупного «Центрально-Хапчагайского» месторождения. Основная продуктивность этого месторождения связывается с отложениями поздней перми, региональный флюидоупор – неджелинская свита нижнего триаса [3].

Мономская свита раннего триаса является региональной изолирующей толщей Лено-Вилюйской НГО. Контролируемые ей разведанные газоконденсатные залежи относятся к структурному типу, иногда с элементами литологического экранирования в сводовых частях структур. Предполагалось, что в этой свите возможно образование неструктурных залежей нефти и газа, связанных либо со склонами крупных поднятий, либо с северо-западным бортом Вилюйской синеклизы. Южный борт относился к малоперспективным землям в связи с отсутствием здесь раннетриасовых изолирующих толщ. В 1976–1980 г. группой сотрудников Института геологии [4] проведены исследования геофизических материалов скважин и данных их опробования с целью изучения условий формирования основных глинистых покрышек и продуктивных горизонтов. В результате этими авторами было показано полное опесчанивание мономской свиты на южном борту Вилюйской синеклизы и отсутствие неджелинской свиты, которая является также одним из основных изолирующих толщ в разрезе Чыбыдинской площади, а также резкое сокращение ее мощности до 11 м на Байской площади. На этом основании южный борт Вилюйской синеклизы был отнесен к землям бесперспективным на нефть и газ по пермским и триасовым отложениям.

В период с 1967 по 1985 годы глубоким бурением на южном борту Вилюйской синеклизы, изучен разрез отложений от кембрия до верхнего мела на глубину свыше 4500 м. При этом на Хайлахской структуре при опробовании отложений верхней перми в интервале 3940–3948 м получен промышленный приток газа дебитом 52,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На Быраканской структуре в пермских отложениях по промыслово-геофизическим данным отмечены признаки существования свободного газа, а также получены его слабые притоки. На Байской структуре при испытаниях отложений верхней перми были получены притоки пластовых вод с растворенным в них газом. На Чыбыдинской площади в процессе бурения скважин был отмечен резкий запах конденсата из керна триасовых отложений.

Полученные при испытаниях скважин прямые и косвенные признаки наличия в недрах свободного газа, свидетельствуют о принципиальной нефтегазоносности недр.

В процессе изучения результатов глубокого бурения на территории южного борта Вилюйской синеклизы, а также пересмотра материалов геофизических исследований скважин установлено следующее:

- высокая глинистая составляющая мономской свиты на Чыбыдинской и Хайлахской площадях, где доля глин превышает 70 % ее мощности;
- значительная мощность мономской свиты на Чыбыдинской площади;
- прерывистый характер распространения песчаных прослоев в глинах мономской свиты на территории южного борта синеклизы, вместо ранее предполагавшегося повсеместного замещения глин песчаниками;
- наличие в разрезе Чыбыдинской площади также пород неджелинской свиты.

В связи с полученными новыми данными можно предположить, что в мономской свите на этой территории кроме залежей структурного типа можно ожидать образование залежей газа в выклинивающихся пластах песчаников, а следовательно – литологических ловушек. Разумеется, это предположение нуждается в подтверждении, однако такое благоприятное для образования литологических ловушек строение разреза нельзя игнорировать.

Весьма благоприятным фактором для образования литологических залежей нефти и газа в районе между Чыбыдинской и Байской скважинами является также то обстоятельство, что по данным сейсморазведки здесь намечается крупный пологий структурный выступ, как по триасовым, так и по юрским отложениям.

Таким образом, исходя из полученных новых данных, южный борт Вилюйской синеклизы можно рассматривать, как весьма перспективный район на поиски залежей нефти и газа литологического типа в отложениях мономской свиты.

Перспективы отложений среднего-позднего триаса можно оценить как низкие. В пределах изученной территории региональный флюидоупор отсутствует. При наличии «литологических окон» в мономской свите в средне-верхне триасовые отложения могут поступать углеводороды, однако вероятность формирования залежей здесь маловероятна. В раннеюрских отложениях Лено-Вилюйской нефтегазоносной области промышленные залежи газа установлены на Средне-Вилюйском, Усть-Вилюйском, Бадаранском и других месторождениях. Все залежи относятся к пластовому сводовому типу и контролируются в основном сунтарской свитой, являющейся региональным флюидоупором Лено-Вилюйской нефтегазоносной области (НГО). Возвращаясь к проблеме поисков региональных зон развития неструктурных залежей углеводородов, следует остановиться на некоторых палеогеографических особенностях раннеюрских отложений. Площадь бассейна и характер осадконакопления в это время были полностью связаны с колебательными движениями восточной части Сибирской платформы или с эвстатическими движениями уровня мирового океана. Основным поставщиком песчаного материала являлась речная система палеовилуя. В периоды повышения уровня моря накопление грубых осадков происходило в

прибрежной части в более глубоководных участках шельфа шло формирование глин. При понижении уровня моря какая-то часть песчаного материала, накопившегося в прибрежной полосе, устремлялась в пониженные участки бассейна, формируя там клинья и линзы. В зависимости от величины эвстатического повышения уровня моря и, следовательно, площади морского осадконакопления зоны выклинивания песчаников могут располагаться на различных уровнях и быть приуроченными к склонам террас, выработанных трансгрессиями. По такому типу в разрезах северо-западной части Виллюйской синеклизы позднеплинскобахские песчаники кызылсырской свиты выклиниваются и переходят в алевритоглинистый разрез тюнгской свиты [1].

В Предверхоянском прогибе раннеюрские осадки формировались в основном в морской обстановке, в основании которой залегают глинистая пачка кыбыттыгасской и эмпирийской свит. Эта пачка контролирует триасовую залежь на Усть-Виллюйской и Собо-Хайнской структурах. Отложения эмпирийской и кыбыттыгасской свит перекрывают различные слои триасовых и пермских отложений и соответственно могут являться перспективным объектом поисков залежей углеводородов, особенно в переходных областях. В структурном отношении перспективным районом поисков залежей, связанных с выклиниванием пермских и триасовых отложений, возможно, является восточный склон Мунского поднятия.

#### Литература

1. Девятов В.П. Стратиграфия и палеогеография нефтегазоносных нижнесреднеюрских отложений Сибири: Автореферат. Дис. ... докт. геол.-минер. наук. – Томск, 2000.
2. Сафронов А.Ф. Историко-генетический анализ процессов нефтегазообразования. – Якутск: Изд-во ЯНЦ, 1992. – 146 с.
3. Сафронов А.Ф., Бубнов А.В., Ивенсен Г.В. Проблема газоносности пермских отложений Хапчагайского мегавала // Отечественная геология, 1998. – № 8. – С. 33–36.
4. Сластенов Ю.Л., Королева Р.В., Алексеев Н.Н. Литология и экранрующие свойства глинистых горизонтов в разрезе мезозоя Лено-Виллюйской НГО // Литология и геохимия осадочных толщ Якутии. – Новосибирск: Наука, 1975. – С. 3–13.

### КОРРЕЛЯЦИЯ ПЛОТНОСТНОЙ СТРУКТУРЫ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА ТРАВЕРСЕ КРАСНОЛЕНИНСКИЙ СВОД – ЛЯПИНСКИЙ МЕГАПРОГИБ

О.Г. Литвинова

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

Моделируемый геотраверс следует западной части регионального сейсмопрофиля XIII, пересекающего Ханты-Мансийский автономный округ с востока на запад на широте  $62^{\circ}20'$ . Геотраверс пересекает 2 нефтегазоносные области, включающие 3 нефтегазоносных района [1]: Приуральскую нефтегазоносную область (НГО) (Березовский нефтегазовый район (НГР)) и Красноленинскую НГО (Сергинский и Красноленинский НГР). Геотраверс пересекает 6 нефтяных и 2 газовых месторождения. Общая протяженность геотраверса составляет 350 км. При построении плотностной модели преследовались следующие задачи: 1) плотностное картирование кровли доюрских отложений; 2) изучение плотностной структуры доюрских отложений до глубины 7 км; 3) сопоставительный анализ плотностной структуры доюрских отложений и известных зон нефтегазоаккумуляции.

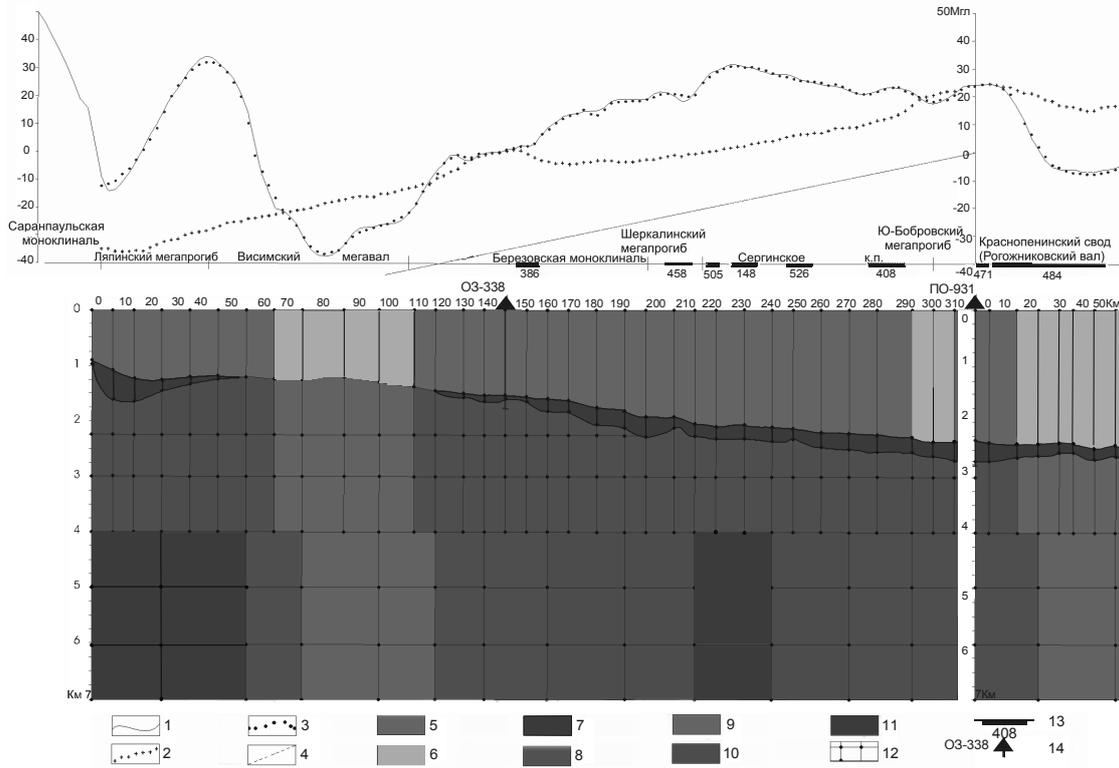
Зоны разуплотнения доюрского комплекса отождествляются с продуктивными слабометаморфизованными терригенными и карбонатными образованиями. Зоны разуплотнения доюрского комплекса рассматриваются и в качестве систем дилатансии, «работающих» по перекачке глубинных теплоносителей, стимулирующих генерацию углеводородов (УВ) в осадочном чехле. Эти же зоны могут быть обусловлены интрузивными телами кислого состава, подвергнутыми термоосадочным процессам и гидротермальной деятельности. В этом случае УВ проникают в разряженное пространство интрузива из перекрывающих и примыкающих к нему осадочных пород. И, наконец, зоны разуплотнения отождествляются с промежуточными резервуарами УВ или подводящими каналами УВ в осадочный чехол из глубинных оболочек земли [4].

Зоны уплотнения фундамента отождествляем с эффузивами и интрузиями основного и ультраосновного состава. Эти тела создают в осадочном чехле аномальные температурные эффекты, усиливающие геотермический режим осадочного разреза, обусловленный региональным глубинным тепловым потоком и внутренними радиоактивными источниками. Эти эффекты оказывают дополнительное влияние на интенсивность нефтегазообразования в осадочном чехле. Такое влияние особенно ощутимо при интенсивном и масштабном проявлении магматизма [3], влияние в  $50^{\circ}\text{C}$  может распространяться на расстояние в 1,5–2,0 км.

Таким образом, сведения о разуплотнениях и уплотнениях фундамента являются важным прогностико-поисковым признаком зон нефтегазоаккумуляции. Для выполнения геоплотностного моделирования использован программный комплекс «Решение прямой и обратной линейной задачи гравиметрии блоково-слоистых сред» [2].

Над зоной разуплотнения всего доюрского комплекса (рисунок) находится Рогожниковское нефтяное месторождение с залежами почти во всех нефтегазоносных комплексах (НГК) юры и неокома. По-видимому, основным источником нефти этих залежей являются потенциально материнские породы тутлейской (баженовской) свиты. По глубине положения тутлейская свита «вошла» в «нефтяное окно». Разуплотненная структура послепермских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты (ВК<sub>1</sub>). Непосредственное примыкание к материнским отложениям тутлейской свиты пластов абалакской свиты, верхней подсвиты тюменской свиты и отсутствие нижнеюрских отложений способствовало миграции нефти в

ловушки пластов Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>2</sub> и Тг. Масштабная зона разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала является, по нашему мнению, сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ (подводящих каналов?) в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах или в трещиновато-кавернозных магматических породах.



**Рис. Геоплотностная модель по траверсу Ляпинский мегапрогиб - Красноленинский свод**  
 1 - наблюдаемое поле силы тяжести; 2 - гравитационный эффект априорного разреза; 3 - гравитационный эффект расчетного разреза; 4 - региональный фон; 5 - послейорские отложения; 6 - разуплотнение послейорских отложений; 7 - юрские отложения; 8 - породы доюрского комплекса; 9 - зоны разуплотнения доюрского комплекса повышенной плотности; 10 - зоны уплотнения доюрского комплекса; 11 - зоны уплотнения доюрского комплекса повышенной плотности; 12 - трапециевидная блокировка разреза при моделировании; 13 - местоположение месторождений и их номера: 386 - Озерное газовое, 458 - Южно-Сотэюганское газовое, 505 - Овальное нефтяное, 148 - Аржановское нефтяное, 526 - Западно-Вандмторское нефтяное, 408 - Песчаное нефтяное, 471 - Поснокортское нефтяное, 484 - Рогожниковское нефтяное; 14 - «реперные» скважины.

Источником нефти в ловушках Поснокортского месторождения (пласт Ю<sub>10</sub>), по-видимому, являются потенциально материнские нижнеюрские глинистые отложения тогурской и радомской пачек, выклинивающиеся на западном склоне Красноленинского свода. Отсутствие разуплотнения в структуре послейорских отложений не способствует миграции нефти в неокомский комплекс и формированию в нем залежей.

На траверсе профиля, в пределах Южно-Бобровского мегапрогиба, месторождения еще не выявлены. Разуплотнения структуры послейорских отложений указывает на возможность формирования здесь залежей нефти в неокомском комплексе.

Источником нефти в ловушках Песчаного месторождения (пласты Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>) являются, скорее всего, потенциально материнские тогурская и радомская пачки.

Все месторождения Сергинского НГР приурочены к юрским отложениям. Потенциально материнские юрские свиты и пачки по своему гипсометрическому уровню в пределах западной части Сергинского куполовидного поднятия и Шеркалинского мегапрогиба едва ли достигают стандартного «нефтяного окна». Тем не менее, месторождения Овальное, Аржановское и Западно-Вандмторское – нефтяные. Здесь дополнительным источником тепла, аномально усиливающим геотермический режим нефтегазообразования, явилась зона интенсивного уплотнения в западной части Сергинского куполовидного поднятия на глубинах 4 км, интерпретируемая как магматическое образование ультраосновного состава. А Южно-Сотэюганское месторождение – газовое, т. к. приурочено к более высокому гипсометрическому уровню и тяготеет к участку менее интенсивной магматической деятельности. По-видимому, газ Южно-Сотэюганского месторождения – это газ первой зоны интенсивного газообразования.

Источником газа в ловушках Озерного месторождения (вогулкинская толща) предположительно являются глинистые морские отложения неокома. Гипсометрический уровень нефтегазообразования соответствует зоне раннекатагенетического газа – метана. Отсутствие разуплотнения в меловом комплексе не

способствует образованию в нем собственных резервуаров, флюид мигрирует в прилегающую вогулкинскую толщу.

Отсутствие структур разуплотнения в меловых отложениях на всем протяжении профиля в Березовской моноклинали, Шеркалинском мегапрогибе и Сергинском куполовидном поднятии снижает перспективы неокомского комплекса в пределах этих структур.

Центральная и западная часть Висимского мегавала представлена масштабной «сквозной» зоной разуплотнения. Здесь месторождения еще не выявлены. Вероятными источниками нефти и газа здесь могут быть углеродистые породы каменноугольных и девонских отложений. Юрские отложения отсутствуют. Послеюрская толща, в силу сравнительно небольшой мощности, вряд ли может быть генератором УВ. Если зона контакта представляет собой стратиграфический экран, то сосредоточение продуктивных резервуаров – это доюрские отложения.

Что касается Ляпинского мегапрогиба, то перспективы обнаружения залежей УВ следует связывать с юрскими отложениями. Источником нефти могут быть глинистые отложения федоровской свиты при очень ощутимом влиянии прилегающих магматических образований основного состава. Аномальное температурное влияние этих образований на формирование залежей нефти и газа может быть не только конструктивным, но и деструктивным, особенно на восточном борту Ляпинского мегапрогиба.

Итак, выполненная корреляция показывает, что плотностная структура согласуется с положением известных зон нефтегазоаккумуляции и их вероятным генезисом. Эта корреляция позволяет выполнить прогноз новых зон нефтегазоаккумуляции:

- 1) крупная зона нефтегазоаккумуляции с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами прогнозируется в доюрском разрезе Рогожниковского вала на глубинах 2,5–4,5 км;
- 2) крупная зона нефтегазоаккумуляции с газовыми, нефтяными (?), газоконденсатными залежами прогнозируется в доюрском разрезе центральной и восточной части Висимского мегавала на глубинах до 4 км;
- 3) вероятно обнаружение залежей УВ в юрских отложениях западного склона Ляпинского мегапрогиба;
- 4) резервуары нефти прогнозируются в неокомском комплексе Южно-Бобровского мегапрогиба;
- 5) перспективы выявления неокомских резервуаров в пределах Березовской моноклинали, Шеркалинского мегапрогиба и Сергинского куполовидного поднятия оцениваются отрицательно.

#### Литература

1. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа». – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.
2. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазоаккумуляции по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал, 2002. – № 2, с. 60–70
3. Конторович А. Э., Хоменко А. В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42, № 11–12. – с. 1764–1773.
4. Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ // Перспективы нефтегазоносности фундамента и оценка его роли в формировании нефтяных и газовых месторождений: Материалы Международной конференции – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2006. – 400 с.

### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ НАДУГОЛЬНОЙ ПАЧКИ ВАСЮГАНСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ХАНТЕЙСКОЙ ГЕМИАНТЕКЛИЗЫ В.М. Посев<sup>1</sup>

Научный руководитель научный сотрудник С.В. Рыжкова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Стабильное развитие нефтедобывающей отрасли невозможно без интенсивного наращивания минерально-сырьевой базы. В современных условиях недропользования данная задача актуальна не только для участков распределенного фонда недр, но и для нераспределенного. К одному из таких участков относится южная часть Хантейской гемиантеклизы, где наряду с нижнемеловыми отложениями перспективным является верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. Нефтеносность верхнеюрских отложений подтверждена открытием восьми нефтяных месторождений, входящих в Вартовский нефтегазоносный район Среднеобской нефтегазоносной области. Дебиты нефти варьируют от первых литров до полупромышленных и промышленных притоков. Это связано со сложностью строения продуктивных пластов, невыдержанностью их по площади и в разрезе, что обусловлено, прежде всего, фациальными условиями осадконакопления. Выявление перспективных фациальных типов отложений, их локализация в бассейне осадконакопления зависит от истории развития бассейна седиментации там, где на последующих этапах геологического развития формировались структурные, литологические и комбинированные ловушки нефти и газа. Одним из возможных путей решения этой, несомненно, сложной задачи, является литолого-фациальное моделирование, основанное на типизации разрезов и диагностике фаций по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Изучаемая территория располагается в пределах юго-восточной части Ханты-Мансийского автономного округа. В тектоническом отношении она приурочена к южной части Хантейской гемиантеклизы [3]. Северная и северо-восточная часть территории входит в состав южной части Хантейской гемиантеклизы. Западная и юго-западная часть представлена Среднетобольским наклонным прогибом, являющимся частью Мансийской синеклизы. Юго-восточная часть – Ледянской мезоседловиной. Перечисленные структуры 0 и 1 порядок

осложнены, как положительными, так и отрицательными структурами меньших порядков. Около 90 % скважин, пробуренных на данной территории, расположено в пределах южной части Хантейской гемиантеклизы. Согласно структурно-фациальному районированию келловей и верхней юры Западной Сибири описываемая территория входит в состав Пурлейско-Васюганского района [5]. В составе верхнеюрских отложений выделяются баженовская, георгиевская и васюганская свиты. Формирование келловей-волжского комплекса пород происходило преимущественно в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях [6]. Георгиевская и баженовская свиты в составе верхнеюрского нефтегазоносного комплекса являются флюидоупорами. Проницаемая часть комплекса представлена продуктивным горизонтом Ю<sub>1</sub>, который охватывает верхневасюганскую подсвиту.

В данной работе в основу расчленения разрезов положена модель разреза келловей-оксфордских отложений, предложенная В.Б. Белозеровым с соавторами [2], включающая выделение надугольной, междуугольной и подугольной пачек, нижневасюганской подсвиты. В составе надугольной пачки выделены пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. При этом в надугольную пачку также включен пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> барабинской пачки георгиевской свиты. Особенностью данной территории является отсутствие угольных пластов в составе верхневасюганской подсвиты. В связи с этим в данной работе в качестве междуугольной пачки принята преимущественно глинистая пачка. При построении седиментационных моделей надугольной пачки использованы усовершенствованные модели по комплексу литологических и промыслово-геофизических показателей, успешно применяемых при реконструкции морских и прибрежно-морских отложений [1, 4]. При выполнении работы были использованы материалы, предоставленные в Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН: каротажные диаграммы и результаты испытания по 90 скважинам.

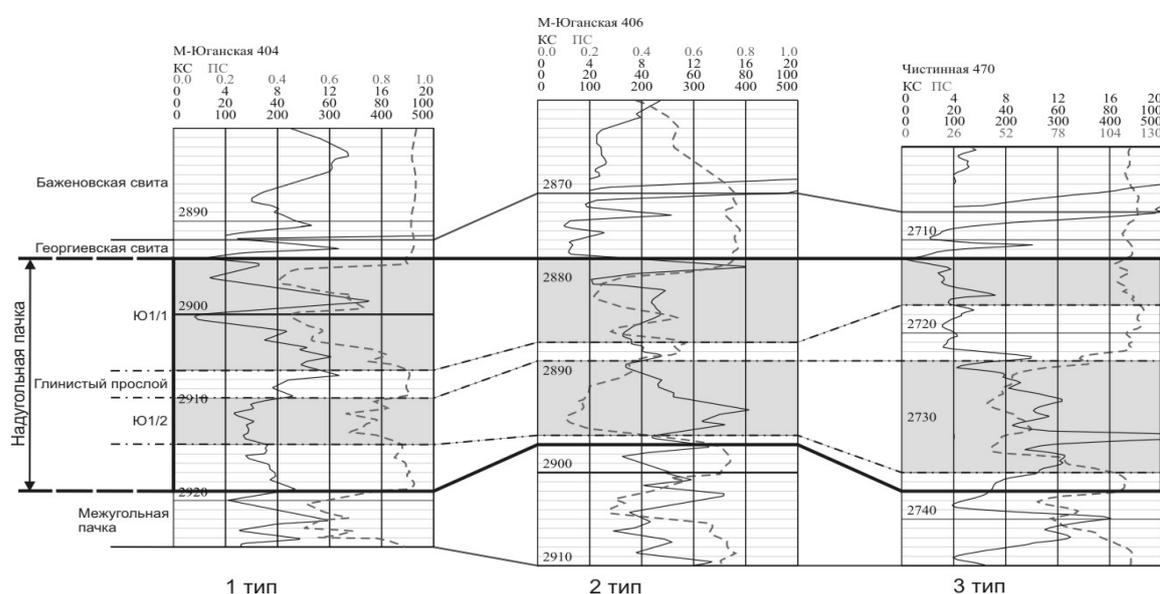


Рис. Типы разреза надугольной пачки

Толщина надугольной пачки в пределах территории исследования варьирует в интервале 20–30 м. Для выявления закономерности распространения песчаных тел надугольной пачки верхневасюганской подсвиты в пределах исследуемой территории при изучении каротажа скважины были разделены на три типа. Первый тип – каротаж потенциала сопротивления показывает, что песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> более массивны в сравнении с песчаниками пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Второй тип – характеризуется сравнительно одинаковой мощностью пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Этот тип можно определить как переходный между первым и третьим. Третий тип является противоположностью первого, то есть мощность пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> преобладает над мощностью пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Выделенные типы разреза надугольной пачки представлены ниже на рисунке.

Третий тип разреза распространен в южных и центральных частях территории исследования. Второй тип разреза приурочен к Мало-Юганской площади, расположенной в северо-западной части. Первый тип разреза – в северной части.

Переход от третьего к первому типам разреза происходит в направлении с юго-востока на северо-запад, то есть согласно региональному направлению прогиба Западно-Сибирского юрского палеобассейна. Интересен тот факт, что границы между типами разреза располагаются практически перпендикулярно относительно Среднетобольского наклонного прогиба, вытянутого в северо-западном направлении.

Песчаные пласты верхневасюганской подсвиты формировались на фоне мелющего нижневасюганского палеобассейна в условиях морского режима осадконакопления. Проведенная оценка степени песчаности надугольной пачки позволила разделить территорию на несколько областей, характеризующихся разной степенью гидродинамического режима. Выделены области с высокой, средней и пониженной гидродинамикой палеобассейна. В большинстве случаев песчаники представлены регрессивными песками

барового типа. Участки, характеризующиеся низкой гидродинамической активностью единичны, что связано вероятней всего с приуроченностью скважин к положительным локальным структурам.

Выполненное районирование надугольной пачки верхневасюганской подсвиты открывает новые информационные возможности для дифференцированного прогнозирования и прослеживания песчаных тел методами сейсмогеологического моделирования.

#### Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1984. – с. 23–32.
2. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа (Томская область) // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – вып. 275. – с. 92–100.
3. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недр, Ленинградское отделение, 1984. – 260 с.
5. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
6. Чернова Л.С., Рудницкая Д.И., Кроль Л.А. Литолого-фациальные и сейсмические модели верхнеюрских отложений восточной части Сургутского свода // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы седьмой научно-практической конференции. – 2004. – Т. 1. – С. 179–187.

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ОБВОДНИВШИХСЯ СКВАЖИНАХ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.Д. Мальцева

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Особенности строения залежей нефти на месторождениях Западной Сибири и их форсированная разработка методом площадного заводнения привели к существенному увеличению (до 95 %) содержания воды в добываемой из недр жидкости. Считается, что в продуктивных пластах образовались как обводненные участки, так и участки с повышенной концентрацией остаточных запасов нефти – так называемые "линзы". Такое положение вещей характерно и для Крапивинского месторождения Томской области.

При существующей сетке разработки и фонде скважин добыча нефти традиционным методом с каждым годом становится все менее рентабельной и, судя по объективным причинам, можно сказать, что извлечение остаточных запасов нефти в реальные сроки разработки месторождений невозможно. Поэтому в данной статье рассматривается один из наиболее прогрессивных и эффективных методов повышения нефтеотдачи – бурение боковых стволов из старых скважин.

Основным критерием при обосновании бурения бокового ствола в обводнившихся скважинах на нефтяных месторождениях является тщательное изучение геологического строения залежи и условий распространения пласта-коллектора, как по площади, так и по разрезу. Это даёт возможность правильно обосновать азимутальное направление бурения и длину бокового ствола, за счёт которого в разработку вовлекаются новые (неразрабатываемые ранее) участки залежи с высокими ёмкостно-фильтрационными свойствами коллекторов. И, наоборот, если не учитывать особенности геологического строения залежи углеводородов, то зарезка бокового ствола может привести к снижению нефтеотдачи и повышению обводнённости [1].

Крапивинская площадь находится в пределах Каргасокского района на западе Томской области. Географически район работ расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности на водоразделе рек Ягыл-Ях и Чертала, которые являются левыми притоками реки Васюган.

Крапивинское месторождение нефти открыто в 1984 г. В его пределах пробурено 28 поисковых и разведочных скважин. Геологическое строение описываемого района представлено образованиями доюрского комплекса и несогласно перекрывающимися их породами осадочного чехла. Основные запасы (90 %) приурочены к песчаному пласту Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> верхнеюрского возраста васюганская свиты, которая представлена фациями мелководного бассейна и имеет четко выраженное двучленное строение: подразделяется на нижне- и верхневасюганскую подсвиты [1].

*Нижневасюганская подсвита* сложена аргиллитами темно-серыми, алевритистыми, с фауной пелеципод, белемнитов и ихтиодетритом.

*Верхневасюганская подсвита* сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами и углями. Песчаные отложения слагают основной продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub>, в разрезе которого выделяются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, разделяемые пропластками аргиллитов, алевролитов. Углы наклона пластов не превышают 2–3°. Из всех пластов горизонта выдержанным по площади является пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. Его толщина меняется незначительно (20–25 м). Остальные пласты по площади меняются в толщине и не выдерживаются по простиранию, формируя ловушки структурно-литологического типа с неравномерным распределением фильтрационно-ёмкостных свойств.

Песчаники, слагающие пласты, серые, разномерные, крепкоцементированные, пиритизированные, среднетрещиноватые, известковистые. Алевролиты серые, темно-серые, слоистые за счет намыва детритового материала, участками сидеритизированные и пиритизированные. Аргиллиты темно-серые, буровато-серые, плотные, алевролитистые, горизонтально слоистые.

В разрезе подсветы выделяется угольный пласт незначительной толщины, который в свою очередь делит верхнеवासюганскую подсвету на подугольную (пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>) и надугольную (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) толщи.

По категории буримости породы свиты относятся к 3 нормативной пачке (твердые), по трудности отбора керна к 1 категории.

К подошве свиты приурочен локальный сейсмический отражающий горизонт Г<sup>6</sup>. Толщина свиты изменяется в пределах 45–55 м. Средние глубины залегания основного продуктивного пласта 2684–2689 м., средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,2 м, открытая пористость 15–16 %, проницаемость колеблется в широких пределах, достигая максимальных значений 400–2400 мД в коллекторах разрезов высокодебитных скважин. Плотность нефти 0,845–0,869 г/см<sup>3</sup>, газовый фактор 1–50 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Залежь нефти на данном месторождении пластово-сводовая, литологически экранированная в восточно направлении и относится к сложнопостроенному типу, о чем свидетельствуют литолого-фациальная изменчивость песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, их ёмкостно-фильтрационные свойства и продуктивность. Главная особенность – специфическое распределение нефти и пластовой воды, выражающаяся в том, что в ряде скважин, расположенных внутри предполагавшегося контура залежи и вскрывающих пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> гипсометрически выше продуктивных, были получены притоки пластовой воды.

По результатам сейсморазведочных работ отмечалось наличие предпосылок для выделения тектонических нарушений, которые во многом объясняли бы распределение нефти и пластовой воды по разрезу и площади. Тем не менее, в результирующих графических построениях зона между нефтеносными западным и восточными участками была выделена томскими геологами и геофизиками лишь как «зона с ухудшенными коллекторскими свойствами».

Именно в таких зонах с очень плотными коллекторами заключена связанная вода, которая в совокупности с интенсивным применением системы поддержания пластового давления (ППД) во много раз повышает преждевременную обводненность продукции скважины. При этом остаются нефтенасыщенные линзы, которые могут разрабатываться именно методом бурения боковых стволов в обход заколонных перетоков и водоносных пластов.

В качестве кандидата для бурения бокового ствола на Крапивинском месторождении рассмотрим 176 скважину на 3-м кусте, которая была признана безперспективной в 2000 году по причине высокой обводненности продукции. Тщательно изучив геологическое строение данного участка и историю эксплуатации скважины, можно сделать вывод, что повышенное содержание воды в скважине связано именно с остаточной подстилающей водой. Поэтому, если правильно выбрать направление бокового ствола, то можно обойти водоносную линзу и вновь выйти на продуктивный пласт.

В процессе подбора кандидатов для бурения бокового ствола прослеживается история эксплуатации и капитальных ремонтов скважин, технические характеристики конструкции скважин. Исключаются скважины с толстостенной эксплуатационной колонной ( $d_{\text{внутр}} \leq 139$  мм), скважины, на которых проводились ремонтно-изоляционные работы эксплуатационной колонны, скважины с «высоким» текущим забоем. Обязательно берется во внимание инфраструктура и обустройство месторождения (наличие подъездных путей и необходимость демонтажа наземного оборудования) [2].

Используя программу Finder или вручную с помощью структурных карт, подсчетного плана и геологического профиля, определяется возможность бурения бокового ствола в необходимом направлении, учитывая расположение кустовой площадки и траекторию старого ствола.

Учитывая вышеупомянутые условия для каждой скважины, определяется направление (азимут) и пласт (объект), по которому планируется проведение бокового ствола. При выборе азимута бокового горизонтального ствола отдается предпочтение невыработанным зонам, ранее неохваченным разработкой, участкам без прямого влияния закачки. Зачастую это происходит в направлении стягивающих рядов.

Для скважин, находящихся в районах со сложным геологическим строением или со слабоизученным разрезом, предусматривается бурение пилотного ствола, с помощью которого уточняется разрез, нефтенасыщенность и пропласток, по которому будет проведен боковой горизонтальный ствол.

#### **Преимущества технологии бурения боковых стволов над технологией строительства новых скважин**

1. Бурение боковых стволов дешевле стоимости строительства новых скважин, так как отпадает необходимость в подготовительных работах (строительство дорог, отсыпка кустов). Происходит экономия долот, химреагентов, обсадных труб и тампонажных материалов, так как бурение ведется из уже существующего обсаженного ствола. Также бурение боковых стволов позволяет использовать буровые растворы, максимально сохраняющие коллекторские свойства пласта, так как основная часть ствола скважины уже обсажена эксплуатационной колонной, и вышележащие пласты не оказывают никакого влияния на состояние в новом открытом стволе (при бурении боковых стволов используется биополимерный солевой раствор с малым содержанием твердой фазы) [2, 3].
2. Кроме увеличения производительности скважин, бурение боковых стволов с горизонтальным входом в пласт позволяет отбирать углеводороды из коллекторов малой толщины, ранее не охваченных разработкой.
3. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта, а небольшие локальные залежи нефти могут быть вскрыты скважинами с большими отходами

от вертикали. Кроме того, при наличии газовой шапки или подстилающей воды (или того и другого вместе) горизонтальные скважины дают значительный прирост извлекаемых запасов.

4. На высокообводненных скважинах по причине внутрислоевых перетоков или промытых закачиваемой водой существует возможность пробурить ствол в зону, не подверженную влиянию закачки.
5. Бурением бокового ствола можно возобновить эксплуатацию скважин, где произошли аварии, связанные с полетами насосного оборудования и где ловильные работы не дали положительных результатов (ранее такие скважины шли на ликвидацию по техническим причинам).
6. Способ доразведки нижележащих пластов путем бурения пилотных стволов из нерентабельных скважин с последующим вводом их в эксплуатацию существенно сокращает промысловые исследования. Легче осуществить привязку ствола скважины к геологическому разрезу, так как новый ствол проходит недалеко от старого ствола, в котором уже проведен комплекс геофизических исследований скважин (ГИС).
7. При бурении боковых стволов значительно сокращаются размеры занимаемой площади, что следует принимать во внимание, когда бурение ведется в регионах, особо чувствительных к загрязнению окружающей среды.

Но для того, чтобы реализовать все эти преимущества в полной мере, желательно, чтобы многоствольные скважины закладывались в проект на начальном этапе проектирования разработки месторождения.

Выводы:

1. Добыча нефти и газа на месторождениях Западной Сибири традиционным методом не позволяет производить извлечение остаточных запасов, что предполагает поиск новых решений.
2. Бурение боковых стволов по многим параметрам эффективнее строительства новых скважин.
3. Необходимо проводить доразведку месторождений, находящихся на последней стадии разработки, с целью выявления причин обводненности.

#### Литература

1. Проект пробной эксплуатации Крапивинского месторождения. – «ТомскНИПИнефть», 1984.
2. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 1999. – 84 с.
3. Харламов К., Подройкин М., Шешукова Г. Проектирование схем разбуривания месторождений горизонтальными и многоствольными скважинами // Бурение и нефть, 2005. – № 10. – С. 18–20.

### ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КРОВЛИ ДОЮРСКОГО ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СКЛОНА В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

**Е.Л. Мещерякова, С.В. Онучин, М.Е. Мартынов**

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время вероятность открытия новых крупных высокодебитных месторождений нефти и газа, таких как Советское, Первомайское, Северное, Стрежевское, Лугинецкое и т.д. на территории Томской области очень невелика. Следует отметить, что эти месторождения находятся на последних стадиях разработки и основным продуктивным горизонтом являются песчаники верхнеюрского возраста. В связи с этим разработана программа перспективного развития нефтегазового комплекса дальнейшего восполнения минерально-сырьевой базы Томской области, которая связана с расширением геологоразведочных работ на поиск нефти и газа в доюрских отложениях фундамента [2, 3]. Среди сибирских ученых, занимающихся проблемами палеозоя, большой вклад сделали: О.Г. Жеро, Н.П. Запывалов, А.Э. Конторович, З.Я. Сердюк, В.С. Сурков, Г.И. Тищенко и др. В результате геолого-разведочных работ открыт целый ряд новых перспективных более сложных в тектоническом и фациально-литологическом плане геологических объектов.

Таковыми объектами могут быть месторождения, связанные с зоной контакта мезозойских и палеозойских отложений, а также малые месторождения, роль которых начинает возрастать в связи с существенным сокращением запасов крупных месторождений и залежей в результате их интенсивной выработки. До настоящего момента малые месторождения эксплуатировались только в двух случаях: либо находились вблизи от крупных месторождений, либо находились в районах с развитой инфраструктурой. Но на сегодняшний день малые месторождения приобретают все большее значение, а доюрские отложения претендуют на роль главного источника увеличения углеводородной (УВ) ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в ближайшем будущем.

Объектом данного исследования является юго-восточный склон Нижневартовского свода на территории Томской области.

Основная задача работы – уточнение литологического состава кровли доюрского комплекса на исследуемой территории. В данной работе был применен системный подход, включающий в себя комплекс методик, позволивших сделать достоверные выводы о нефтегазоперспективности фундамента.

Процессы формирования, сохранения и разрушения залежей нефти и газа непосредственно связаны с историей тектонического развития структуры (палеотектоникой) при ее вводе в бурение. Поэтому в данной работе был проведен палеотектонический анализ. Опыт поисковых работ показывает, что даже в заведомо нефтегазоносном регионе могут существовать локальные поднятия, не содержащие залежей нефти и газа, хотя

современная структура этих поднятий и прочие факторы, определяющие возможность образования залежей (коллекторы, покрывки, условия миграции, гидрогеологические условия и т. д.), не отличаются от таковых у продуктивных структур. При детальном изучении таких поднятий выясняется, что они отличаются от продуктивных историей своего развития [2].

А.Я. Эдельштейн полагает, что нефтеносность отдельных поднятий в значительной степени контролируется особенностями роста более крупных структур, на фоне которых они развивались. Такая связь закономерна и объясняется тем, что склоны крупных структур – сводов, сложных валов – образуют региональные наклоны, определяющие направление региональной миграции нефти и газа к гипсометрически более высоким частям этих структур заполнение углеводородами встречающихся по пути локальных поднятий [2].

Знание условий формирования залежей нефти и газа позволяет разработать рациональную методику поисков и разведки новых месторождений и объективно оценить перспективность новых территорий в пределах тектонических объектов.

Нижневартовский свод расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, имеющей гетерогенный фундамент, представленный в кровельной части разнообразными породами, которые при выветривании формируют различные минеральные ассоциации и обладают повышенными емкостно-фильтрационными свойствами. Под фундаментом Западно-Сибирской плиты понимается структурный комплекс, сложенный породами докембрия, палеозоя и базальтово-терригенной толщей нижнего-среднего триаса, перекрытый с угловым и стратиграфическим несогласием осадочными толщами от средне- верхнего триаса до кайнозоя включительно [1, 3].

Первая карта вещественного состава кровли фундамента была составлена в 1977 г. геологом М.П. Нагорским. За прошедшее время было пробурено дополнительно 5 скважин, вскрывших палеозой. Поэтому потребовалось уточнение геологического строения доюрского фундамента и построение нового варианта карты вещественного состава по результатам бурения.

Породы доюрского комплекса в исследуемом районе вскрыты скважинами: № 1 Южно-Соснинской, № 121 и 123 Малореченской, № 111 Комсомольской, № 103 Аленкинской, № 402 Западно-Аленкинской, № 106 Захарютинской, № 1, № 6 и № 7 Медведевской, № 1 Меридиональной, № 9 и № 10 Квартовой и № 1 Хвойной площадей. Породы, слагающие фундамент исследуемого района, можно разделить на четыре группы: карбонатные; терригенно-карбонатные; магматические породы основного состава и их туфы; метаморфические породы. Следует отметить, что структурное построение карт по отражающему сейсмическому горизонту Ф2 методом общей глубинной точки (МОГТ) в основном является схематичным и не подтверждается результатами бурения. Поэтому системный анализ с применением комплекса методов исследований является наиболее эффективным при обосновании перспектив нефтегазоносности [3].

Значительное разнообразие пород палеозойского комплекса юго-восточной части Нижневартовского свода связано с тектонической приуроченностью юго-востока Нижневартовского свода к зоне сочленения Нижневартовского свода и борта Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. При совмещении карты вещественного состава отложений кровли доюрского фундамента со структурной картой, на которой указаны нефтегазопроявления в доюрских отложениях, наблюдается приуроченность зоны карбонатных пород, распространенных вдоль глубоко погруженного восточного склона Нижневартовского свода.

Другая особенность пород фундамента – почти повсеместное развитие отложений коры выветривания. При формировании коры выветривания имеющиеся данные по скважинам свидетельствуют, что карбонатные породы подвергались многократным изменениям и наиболее благоприятны для образования кавернозных и трещинно-кавернозных коллекторов.

Важно отметить, что первый промышленный приток нефти из карбонатных пород фундамента в Томской области получен в 1963 году на Медведевской площади Советского месторождения. В скважине № 6 Медведевской площади при испытании в открытом стволе интервала 2690–2734 получен фонтан нефти. При бурении скважины № 1 на Хвойной площади доюрский комплекс вскрыт в интервале 3147–3207 м. В данном интервале по всему керну в трещинах отмечается вкрапление и слабое выделение желтого битума, который в ультрафиолетовых лучах люминисцирует желтым свечением. При вскрытии палеозойских отложений произошел выброс сильно разгазированного бурового раствора, что привело к аварии, скважина была ликвидирована. Аналогичная ситуация произошла на скважине № 106 Захарютинской площади.

Выше изложенные нефтегазопроявления в палеозойских отложениях на структурах, осложняющих юго-восточный склон Нижневартовского свода, одновременно расположены в зоне сочленения с запабным бортом Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта (Медведевская, Хвойная, Комсомольская и Захарютинская площади).

Анализируя все перспективные комплексы в разрезе Комсомольской структуры с точки зрения гипсометрического положения в различные отрезки геологического времени, можно утверждать, что она всегда находилась выше всех остальных рассматриваемых структур по палеозойским отложениям. Скважины № 111 и № 112 на Комсомольской площади пробурены более 30 лет назад и по имеющимся материалам геофизических исследований скважин (ГИС) не представляется возможным сделать однозначное заключение о характере насыщения пластов. По ГИС скважины № 111 косвенно можно сделать следующие выводы: отмечена интенсивная проработка вторичными процессами юрской толщи растворами, содержащими карбонаты. По данным ГИС отмечено наличие карбонатизации пропластков почти во всех песчаниках томенской и васюганской свит. В интервале 2548,8–2559,8 в песчаном пласте Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> васюганской свиты в кровле отмечается наличие плотного карбонатного пропластка.

Такая сильная эпигенетическая проработка отложений, которая отмечается в скважине № 111 Комсомольской площади, возможно, связана с наличием зоны пересечения разломов в районе её расположения.

В скважине № 111 отложения палеозоя, вскрытые в интервале 2901–2781 м, представлены известняком органогенным, водорослевым, серого цвета с буроватым оттенком. По керну отмечаются трещины и

тектонические смещения одной части керна относительно другой. Трещины выполнены кальцитом и бурым глинистым веществом [1].

В 2003 году пробурена скважина № 11 Новокомсомольская с целью выявления залежей нефти в верхнеюрских отложениях, бурение прекращено в отложениях васюганской свиты. Несмотря на то, что в соседних скважинах № 106 Захарютинской и № 111 Комсомольской площадей палеозой представлен органогенными известняками с улучшенными кавернозно-трещиноватыми коллекторами, дальнейшее изучение палеозоя на этих площадях не проводится.

Вся совокупность установленных положительных признаков (наличие коры выветривания по органогенным кавернозно-трещиноватым известнякам, выявленные газонефтепроявления, высокое гипсометрическое залегание пород палеозоя, влияние зон тектонических нарушений) свидетельствует о высокой нефтегазоперспективности палеозойских отложений юго-восточной части Нижневартовского свода.

Таким образом, применение системного подхода при исследовании с использованием методов: литолого-стратиграфического, палеотектонического, ГИС и фактических материалов по результатам бурения и испытания скважин позволило выбрать объекты первоочередной постановки поисково-оценочного бурения на Комсомольском и Новокомсомольском локальных поднятиях для выявления залежей нефти и газа доюрского комплекса.

#### Литература

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975.
2. Машкович К. А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. – М.: Недра, 1976.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981.

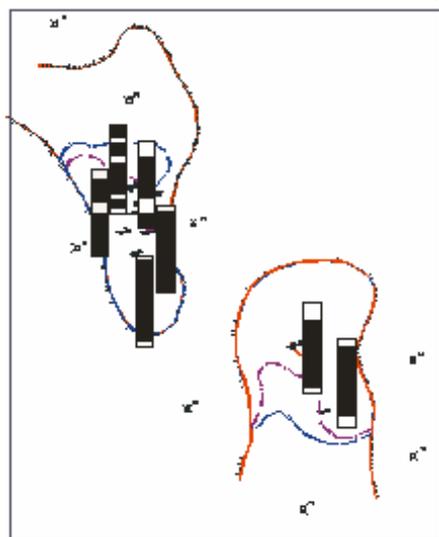
### ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО ТИПА НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА D<sub>0</sub> АНДРЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.А. Московцова

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

*Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия*

В тектоническом отношении Андреевское месторождение расположено в юго-восточной части



	Многоплотный тип разреза
	Сложный тип разреза

**Рис. 1. Размещение выделенных типов разрез**

Верхнекамской впадины (территория Пермского края). Из семи нефтегазоносных комплексов, выделяемых в разрезе осадочного чехла Пермского Прикамья, на месторождении промышленно нефтеносные пласты встречены лишь в девонском терригенном комплексе. Следует отметить, что нефтеносность девонских терригенных отложений в осадочном разрезе Пермского края представлена весьма ограниченно.

В пределах месторождения кровля тиманских терригенных отложений (отражающий горизонт (ОГ) III) испытывает пологое погружение на северо-восток, от минус 1910 м до минус 1950 м. В южной части месторождения выделено поднятие с размерами 8 км×7 км по изогипсе минус 1935 м и амплитудой 18 м. Поднятие осложнено пятью вершинами амплитудой от 2 м до 7 м. В настоящее время разрабатывается именно эта южная часть месторождения. Пласт D<sub>0</sub> (тиманские терригенные отложения) с которым связана основная продуктивность на месторождении, невыдержан по площади, центральная часть замещена плотными породами, а в пределах проницаемой части выделяется две залежи, приуроченные к району скважины № 49 и району скважины № 62. Обе залежи пластово-сводовые, литологически экранированные. Залежь в районе скважины № 49, имеет размеры 3,5 км×1,5 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллектора изменяется в пределах 7,2–9,0 м, коллектор достаточно неоднороден (коэффициент песчаности равен 0,8, коэффициент расчлененности – 2,33). Залежь в районе скважины № 62 имеет чуть меньшие размеры – 3,1 км×2,1 км. Эффективная нефтенасыщенная

толщина колеблется от 6,6 до 7,2 м. Коллектор более выдержан по площади и разрезу – коэффициент песчаности – 0,64, коэффициент расчлененности – 1,5. Подобная неоднородность напрямую связана с условиями образования коллекторов.

Тиманское время характеризуется погружением территории и расширением трансгрессии моря, особенно во вторую половину, когда почти повсеместно устанавливается режим открытого, мелководного, нормального моря.

По литолого-фациальным особенностям среди отложений тиманского горизонта выделяются следующие.

1) Морские с пониженной соленостью и прибрежно-морские фации с преобладанием дельтовых – представлены карбонатно-терригенным типом разреза с преимущественным преобладанием алевритовых, песчаных, глинистых осадков. Накопление песчаного и алевритового материала происходило в условиях подводной части дельты, что способствовало их неравномерному распределению и плохой сортировке. В дальнейшем на выровненной поверхности дна моря происходило перемещение обломочного материала, что способствовало его хорошей сортировке и окатыванию. По мере удаления от источников питания, увеличения глубины бассейна и других факторов, в осадках уменьшается содержание песчано-алевритового материала [1].

2) Нормально-морские нерасчлененные фации – представлены алевролитом-аргиллитом-известняковым и известняково-аргиллитовым типами разреза и характеризуются преимущественно накоплением известковых и глинистых илов [1].

Вышеописанные условия можно проследить в пределах площади распространения залежи в виде распределения разного количества пластов и пропластков в скважинах. При интерпретации проведенных в скважинах геофизических исследований скважин (ГИС) в пределах пласта было выделено два типа разреза: монолитный и слоистый, причем монолитный тип разреза распространен в юго-восточном направлении от линии скважин №№ 49–167, а слоистый в северо-западном направлении (рис. 1).

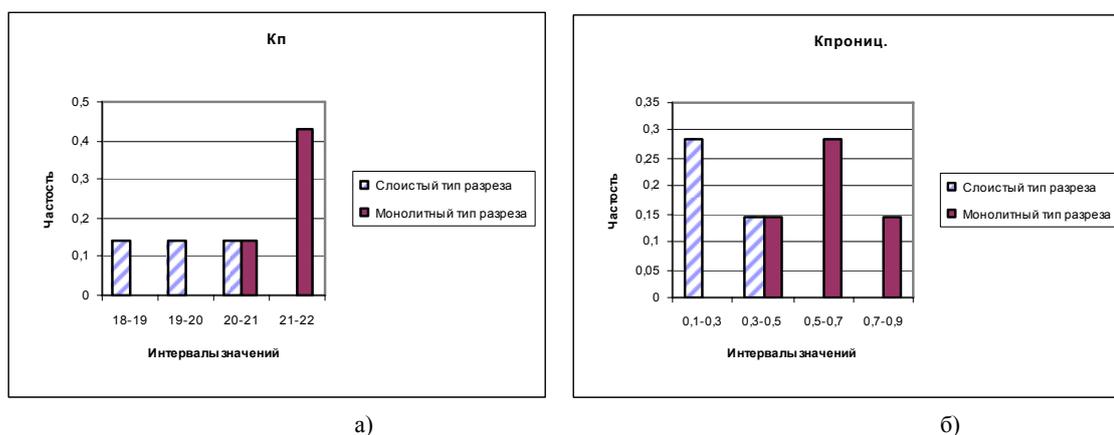


Рис. 2. Распределение коэффициентов а) пористости б) проницаемости коллекторов пласта D<sub>0</sub> Андреевского месторождения

В соответствии с реализуемой системой разработки на площади залежи пробурено 7 добывающих скважин. В процессе эксплуатации скважин их обводненность увеличивалась и на 2004 г. Составила в среднем 28,3 %.

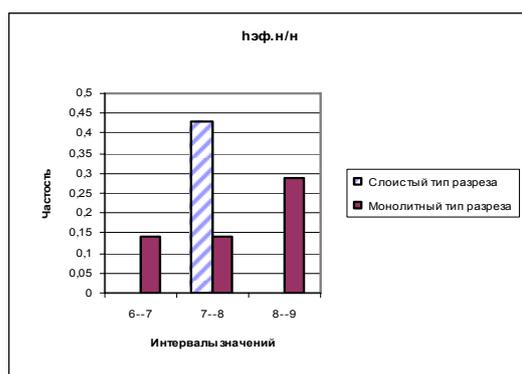


Рис. 3. Распределение эффективной нефтенасыщенной толщины

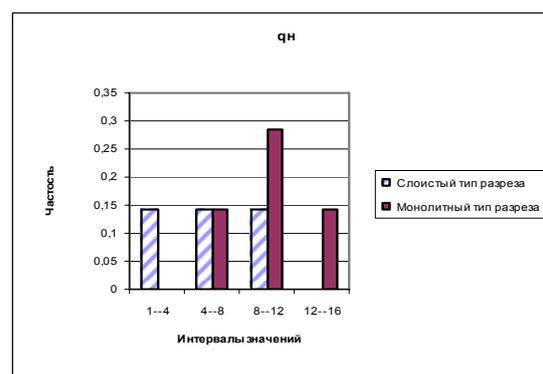


Рис. 4. Распределение дебитов скважин

Скважины, работающие на пласт D<sub>0</sub>, имеют различные дебиты нефти от 6 до 12 т/сут. Дебит скважин определяется большим числом технологических, технических и геологических факторов. Для выяснения возможных геологических причин проследим влияние выделенных типов разрезов на распределение основных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, их толщину и дебитов скважин. На рисунке 2 приведены гистограммы распределения коэффициентов пористости (а) и проницаемости (б), по которым видно, что для монолитного типа разреза характерны более высокие показания пористости и проницаемости. При этом различие по коэффициенту пористости небольшое – 2–3 %, т. е., оба типа коллектора имеют высокую пористость. Величина коэффициента проницаемости в монолитном типе разреза больше, чем в слоистом. Большая часть

скважин, вскрывших слоистый коллектор, имеет проницаемость 0,1–0,3 мкм<sup>2</sup>, тогда как скважины, вскрывшие монолитный тип разреза, обнаружили коллектор с проницаемостью 0,5–0,9 мкм<sup>2</sup>.

Распределение суммарной эффективной нефтенасыщенной толщины приведено на рисунке 3. Изменение дебитов и их распределение в зависимости от типов разрезов приведено на рисунке 4.

Как следует из рисунка 3, для монолитного типа разреза характерен довольно большой разброс (от 6–9 м) эффективной нефтенасыщенной толщины, тогда как суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина слоистого типа разреза во всех скважинах составляет порядка 7 м.

Таким образом, по основным геологическим характеристикам монолитный тип коллектора превосходит слоистый, и должен быть, при прочих равных условиях, более продуктивным при разработке. Как следует из рисунка 4, для монолитного типа разреза дебиты скважин выше, чем для слоистого.

Проведенный в статье анализ показал, что условия образования коллекторов тиманского времени пласта D<sub>0</sub> Андреевского месторождения оказывают непосредственное влияние на разработку залежей.

#### Литература

1. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988.

### НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГРАНИТОИДОВ ФУНДАМЕНТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ “БЕЛЫЙ ТИГР” (ВЬЕТНАМ)

Нгуен Хоай Чунг

Научный руководитель старший преподаватель С.В. Зимица  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Юго-Восточной Азии одним из наиболее интересных и перспективных регионов с залежами углеводородов в фундаменте является шельф Южного Вьетнама. Шельф простирается вдоль южного побережья Индокитайского полуострова, являясь в тектоническом отношении частью переходной области от Индосинийского материка к Зондской плите, включает крупные структурные элементы – Меконгскую и Южно-Коншонскую впадины, разделенные поднятием Коншон (рис. 1). Большинство нефтегазоносных структур сосредоточено в Меконгской впадине, среди которых особо выделяется месторождение Белый Тигр – на сегодняшний день наиболее значительное и сравнительно хорошо изученное [1]. Первые промышленные притоки нефти на месторождении были получены в 1988 году.

Месторождение Белый Тигр расположено в средней части Центрального поднятия Меконгской впадины, стратиграфический разрез которой включает докайнозойский кристаллический фундамент и перекрывающие его терригенные отложения олигоцена, миоцена и плиоцен-четвертичного возраста. Толщина кайнозойского осадочного чехла меняется от 3000 м на локальных поднятиях до 8000 м в депрессиях. В палеогене в результате блоковых движений континентальной литосферы сформировались отдельные структуры – выступы кристаллического фундамента, один из таких выступов – Белый Тигр. В морфологическом отношении структура по размытой кровле фундамента представляет собой вытянутое замкнутое горстообразное поднятие длиной несколько десятков километров, шириной и высотой более 1,5 км, с отметкой замка –4650 м. Горстообразующие продольные разломы фундамента с амплитудой до 2 км наиболее интенсивно проявились в верхнем олигоцене (рис. 2). В строении месторождения Белый Тигр выделяются два структурных этажа: докайнозойский кристаллический фундамент и кайнозойский осадочный терригенный комплекс (рис. 3). Гранитоиды фундамента относятся к мезозойскому возрасту. Период верхнеолигоценовой тектонической активности сопровождался внедрением даек основных пород по тектонически ослабленным зонам и излиянием их на поверхность при накоплении осадков верхнего олигоцена.

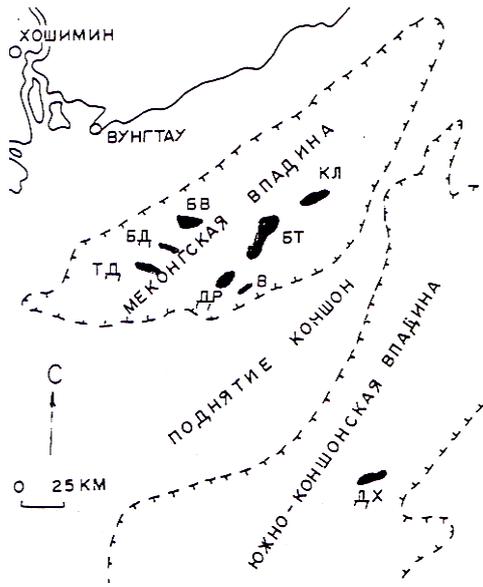
В осадочном комплексе нефтеносными являются песчаники нижнего олигоцена и нижнего миоцена. Однако основная доля углеводородов сосредоточена в трещиноватых гранитоидах фундамента, дающего более 90 % общей добычи.

По геологическому строению и динамике пластовых давлений залежь нефти в фундаменте представляет собой замкнутый резервуар с неравномерной нефтенасыщенностью, с различными геологическими и гидродинамическими условиями для Центрального, Северного и Южного сводов. Макро- и микротрещиноватость по крайней мере в пределах Центрального свода обеспечивает сообщаемость различных зон и участков. В свою очередь каждый свод (особенно Северный) разбит на блоки, разделенные разломами со своими самостоятельными залежами. В пределах каждого блока залежь носит массивный характер, но для фундамента в целом ее, по-видимому, можно было бы определить как массивно-блоковую. Результаты анализа нефтеносности месторождения показали, что они характеризуются различной продуктивностью. Наиболее высокодебитными являются скважины, пробуренные на Центральном своде комплекса Ка-На (в среднем около 7000 т/сут на одну скважину). Продуктивность Северного свода ниже: из верхнеюрских гранодиоритов комплекса Дин-куан в среднем добывается приблизительно 250 т/сут (на одну скважину) и пока не получено притоков из триасовых отложений комплекса Хон-Хоай в восточной части Северного свода.

К двум основным видам процессов, вызвавших изменения пород фундамента, следует отнести тектоническую деятельность и действие гидротермальных растворов.

Тектоническая деятельность выражается в образовании разрывных нарушений и связанных с ними зон дробления. К этим зонам приурочена повышенная трещиноватость пород. Трещины в керне наблюдаются практически во всех скважинах, вскрывших фундамент. Ширина трещин колеблется от 0,1–0,2 до 20–30 мм. Они, как правило, частично или полностью залечены. Интенсивность распределения трещин в породах

неравномерная. Зоны повышенной трещиноватости приурочены к разломам – чем ближе к разлому, тем больше трещин, тем больше возможностей для миграции флюидов.



**Рис. 1. Схема расположения приподнятых нефтеносных блоков фундамента в Меконгской и Южно-Коншонской впадинах**

**ТД – Тамдао; БВ – Бави; ДР – Дракон; БД – Баден; В – Волк; БТ – Белый Тигр; КЛ – Кылуонг; ДХ – Дайхунг**

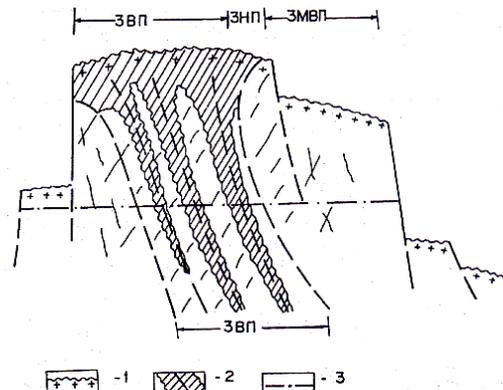
Интенсивность воздействия тектонических процессов на породы различная. В одних случаях это редкие трещины, в других – порода разбита на многочисленные обломки размером 10–80 мм, которые погружены в мелкораздробленную массу, кальцитизированную и цеолитизированную.

Гидротермальная деятельность вызывает глубокие изменения состава пород фундамента, ведет к образованию (и преобразованию) пустотного пространства. Гидротермальные растворы, циркулировавшие по разломам и трещиноватым зонам, оказывали на породы двойное воздействие. В одних случаях они частично или полностью заполняли трещины вторичными минералами, в других – растворяли породу с образованием пор и каверн. В процессе гидротермальной деятельности образовывались многие вторичные минералы: кварц, альбит, хлорит, эпидот, пирит и др. С помощью электронно-зондовых исследований было установлено присутствие таких гидротермальных образований, как самородное серебро, цинкистая медь, барит [2]. Все это свидетельствует о том, что гидротермальная деятельность протекала в широком диапазоне температур, в несколько этапов, создавая различные минеральные ассоциации. Гидротермальный процесс не только создает пустотность, разрыхляет породу, но и выступает как отрицательный фактор, существенно ограничивающий фильтрацию из-за постепенного осаждения и запечатывания вторичными минералами (главным образом цеолитом и карбонатами) как мелких, так и сравнительно крупных «магистральных» трещин. Возможно, это является одной из причин резкого различия дебитов скважин на Северном своде.

Выявленные связи служат важной предпосылкой для понимания условий формирования зон коллекторов в фундаменте и прогноза фильтрационно-емкостных свойств по разрезу.

Емкостные и фильтрационные свойства гранитоидов связаны с развитием вторичной пустотности различного генезиса. Из всех видов пустотности на свойство «приточности» наиболее сильно влияет проявление трещиноватости. Одним из наиболее эффективных методов обнаружения интервалов трещиноватости пород по стволу скважин является акустический картаж. Испытание скважин на приток, как и исследование акустических свойств пород проводили в открытом стволе скважин. Накопленный объем геофизических и гидродинамических исследований скважин и анализ их пространственного распределения свидетельствуют о том, что резервуар фундамента обладает высокой неоднородностью по фильтрационным свойствам. Часть элементов фильтрационной неоднородности массива гранитоидов поддается картированию в объеме массива данными испытания скважин на приток (например, ЗВП, ЗНП, ЗМВП). Другая же часть картируется только по стволу скважин геофизическими методами или же визуально в колонне керна, но не между скважинами в объеме массива. К некартируемым данным бурения по объему фундамента следует отнести прежде всего выделяемые по стволу пробуренных скважин методами акустики, потокометрии крупные зоны приточности толщиной до 100–200 м, чередующиеся с неприточными зонами плотных пород. С этими приточными зонами, как правило, связано залегание многочисленных даек основных пород верхнеолигоценового возраста, имеющих видимую толщину до 16 м.

Важный фактор сохранности залежи – экранирующая роль покрышек. На Центральном своде такая покрышка представлена пачкой верхнеолигоценых глинисто-аргиллитовых пород толщиной более 20 м, которая надежно экранирует залежь нефти в фундаменте. На Северном своде распространение такой покрышки



**Рис. 2. Схематический поперечный разрез фундамента Центральной части месторождения Белый Тигр**

**ЗВП, ЗНП – картируемая зона соответственно высокой и низкой продуктивности; ЗМВП – зона малой вероятности притока; 1 – кровля фундамента; 2 – некартируемая зона резко повышенной приточности фундамента в скважинах; 3 – линия условного водонефтяного контакта**

уже более сложное, здесь толщина ее меняется от 5 до 40–60 м, появляются прослои алевролитов и песчаников. На участках с маломощной покрывкой притоки нефти или не получены, или составляют всего несколько десятков тонн в сутки.

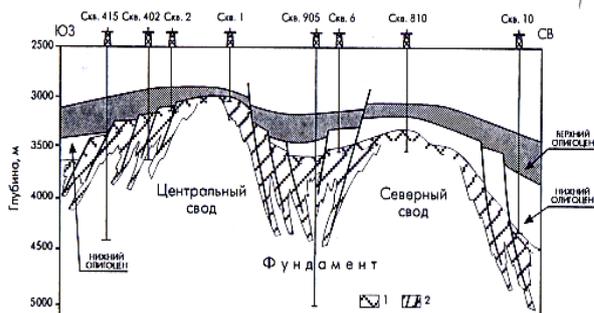


Рис. 3. Продольный разрез гранитоидного массива Белый Тигр с перекрывающим осадочным чехлом

1 – поверхность фундамента; 2 – зоны наибольшего гидротермального изменения и повышенной трещиноватости

геофизических исследований наиболее глубоких скважин можно принять, что положение нижней границы нефтенасыщения кристаллических пород контролируется повсеместным ухудшением их коллекторских свойств.

Сложнее вопрос определения нижней границы залежи. Ни в одной из скважин в фундаменте притока или следов воды не получено и в обычном понимании водонефтяной контакта не установлен. Максимальная глубина, с которой получен приток нефти и доказано нефтенасыщение, установлена на абсолютной отметке –4350 м. За нижнюю границу залежи нефти в фундаменте можно условно принять отметку –4650 м.

Основные выводы:

1. Емкостные и фильтрационные свойства гранитоидов связаны с развитием вторичной пустотности различного генезиса.
2. Верхнее ограничение залежи в фундаменте контролируется глинисто-аргиллитовыми толщами верхнего (на Центральном своде) и нижнего (Северный свод) олигоцена.
3. На основе результатов бурения и

#### Литература

1. Гаврилов В.П. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа, 1995. – № 4. – С. 25–29.
2. Дмитриевский А.Н. и др. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента // Известия АН СССР. Серия геологическая, 1992. – № 5. – С. 119–128.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ НАФТИДОГЕНЕЗА В КОМПЛЕКСАХ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

П.И. Новиков

Научный руководитель заведующий лабораторией Л.М. Бурштейн  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Проведение поисково-разведочных работ на нефть и газ является рискованным процессом и связано с большими финансовыми затратами. Следовательно, в ходе проведения таких работ необходимо использовать любые методические приемы, способные повысить достоверность геологических моделей и снизить возможные издержки, вызванные их неопределенностью. Одним из эффективных современных подходов к уточнению представлений о нефтегазоносности изучаемой территории является компьютерное моделирование развития осадочного чехла и процессов нафтидогенеза в нем. Существует достаточно широкий спектр программных средств, реализующих модели такого рода. В их рамках с разной степенью детальности имитируются процессы осадконакопления и уплотнения, тепло- и массопереноса в осадках. Моделирование преобразования органического вещества и образования углеводородов осуществляется на основе кинетического подхода, который позволяет помимо основных влияющих факторов – типа органического вещества и температурных условий – в явном виде учитывать влияние времени.

Таблица

Сравнение расчетных и фактических значений теплового поля

Площади	Значение теплового поля (mW/m <sup>2</sup> )	
	Расчетное	Фактическое
Восточно-Моисеевская	52	59
Западно-Моисеевская	61	62
Зимняя	51	57
Карандашовская	52	58
Налимья	54	55
Пешеходная	56	57
Черталинская	55	55
Южно-Моисеевская	61	62

Целью настоящей работы являлось моделирование процессов нафтидогенеза в одном из районов юго-востока Западной Сибири. Территория исследований относится к Нюрольско-Колтогорскому нефтегазоносному району (НГР), который выделен в составе Каймысовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Он занимает площадь около 48 тыс. км<sup>2</sup> и приурочен к Нюрольской мегавпадине и ее обрамлению. Нюрольская мегавпадина, является отрицательной структурой I порядка, расположенной в

южной части Колтогорско-Нюрольского желоба. В структурном плане кровли юры мегавпадина оконтурена на абсолютной глубине 2660 м, имеет площадь 20 тыс. км<sup>2</sup> и амплитуду 340 м. В пределах депрессии выделены 5 отрицательных и 2 положительных структуры III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадина, Осево, Тамянский и Южно-Седельниковский прогибы, Игольско-Таловое куполовидное поднятие и Фестивальный вал.

Изученность бурением Нюрольско-Колтогорского НГР составляет 11,9 м/км<sup>2</sup>. В пределах НГР пробурено 194 скважины. Изученность сейсморазведочными работами составила 0,81 км/км<sup>2</sup> при объеме сейсмических работ 2D более 38 тыс. км. Наиболее полные разрезы юры на территории исследований вскрыты скважинами в пределах крупных отрицательных структур: Нюрольской, Усть-Тымской, Бакчарской мегавпадинах и Колтогорского мезопргиба.

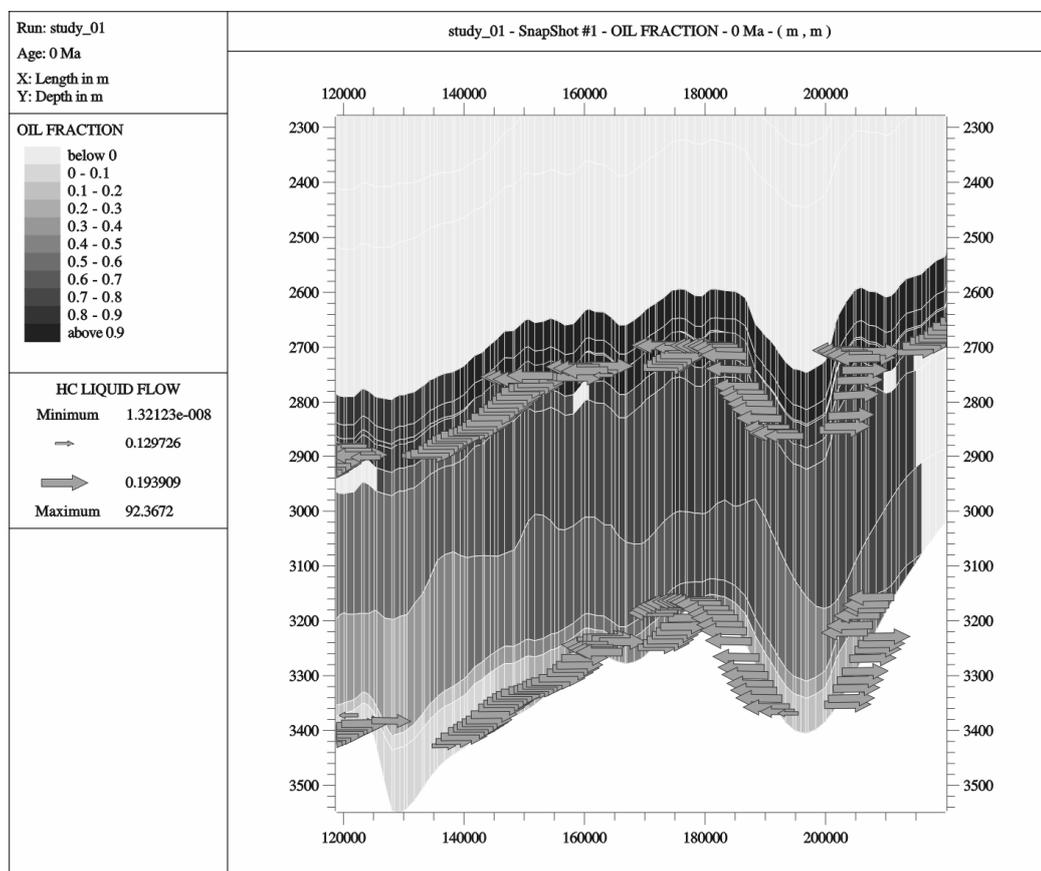


Рис. Фрагмент секторной модели

На территории района нефтеносными являются: пласты А<sub>4</sub>, А<sub>7</sub>, Б<sub>5-8</sub> (килянская свита), Б<sub>13</sub> (куломзинская свита), Ю<sub>0</sub> (баженовская свита), Ю<sub>10</sub> (георгиевская свита), горизонт Ю<sub>1</sub> (васюганская свита), горизонты Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>6</sub> (тюменская свита) и нефтегазоносный горизонт зоны контакта мезозойских и палеозойских отложений (НГГЗК).

Основной нефтепроизводящей толщей в районе исследования считается баженовская свита. На первом этапе для моделирования было выбрано восемь площадей: Восточно-Моисеевская, Западно-Моисеевская, Зимняя, Карандашовская, Налимья, Пешеходная, Черталинская и Южно-Моисеевская. С учетом доступных данных (открытые и фондовые публикации, материалы ИНГГ РАН) было выполнено расчленение разреза и определение современных мощностей комплексов. Датировка границ комплексов и определение их литологического состава осуществлялось на основе сводного геологического разреза Нюрольско-Колтогорского суббассейна, принятого в работе [1].

Одна из основных задач моделирования заключалась в калибровке тепловой истории отложений по имеющимся данным об отражательной способности витринита с учетом возможной динамики теплового потока и истории погружения. При помощи программного пакета Genex (Weicir Franlab) и фактических данных по отражательной способности для каждой площади была построена модель тепловой истории нефтегенерирующих отложений. На основе температурной истории были выполнены оценки время вхождения нефтематеринской толщи в главную зону нефтеобразования и масштабы процессов генерации и миграции нефти.

В ходе калибровки температурной истории расчетные значения современного теплового поля сравнивались с имеющимися фактическими значениями.

Как видно из таблицы, в большинстве случаев расчетные значения незначительно отличаются от фактических, что позволяет говорить о достаточно высокой достоверности построенной модели.

По результатам моделирования коэффициент преобразованности керогена баженовской свиты на изучаемой территории изменяется в интервале от 0,13 до 0,30. Таким образом, баженовская свита в данном районе сохраняет существенный генерационный потенциал.

Время начала интенсивной эмиграции углеводородов из баженовской свиты колеблется в интервале от 40 до 70 млн лет назад. В соответствии с модельными расчетами эмиграция продолжается до настоящего времени.

На втором этапе исследования с помощью пакета Temis 2D (Beicip Franlab) была построена двухмерная секторная модель по двум пересекающимся синтетическим профилям, по которой была дана качественная и количественная оценка масштабов генерации миграции и аккумуляции углеводородов в пределах Нюрольско-Колтогорского НГР. Пример расчета по 2-х мерной секторной модели приведен на рисунке.

#### Литература

1. Кузнецов Р.О., Беляев С.Ю., Жидкова Л.В. Опыт реконструкции времени начала генерации нефти в осадочных бассейнах (на примере восточной части Нюрольско-Колтогорского суббассейна, Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Новосибирск, 2006.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРИОГЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ФИЛЬТРУЮЩИХСЯ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ УСЛОВИЯХ

Д.В. Оликов

Научный руководитель доцент К.Ю. Кудрин

*Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия*

Объектом исследования является Восточно-Панлорская площадь (расположена на стыке Сургутского и Ханты-Мансийского районов), на территории которой с забоя скважин сейсмопрофилей с глубины 12 м отобраны и геохимически изучены пробы рыхлых четвертичных отложений различных генетических типов.

#### Методы исследования и аппарата:

–изучение фондовых и опубликованных материалов по развитию и деградации многолетней мерзлоты на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) в четвертичное время;

–количественная оценка развития криогенных процессов на территории Восточно-Панлорской площади;

–сопоставление полученных данных с фактическими материалами по нефтегазоносности и результатами геохимических исследований рыхлых отложений Восточно-Панлорской площади с использованием методов статистической обработки;

–построение карт по результатам сопоставления материалов.

В основе исследований лежат два постулата:

1. Интенсивность криогенных процессов находится в обратной зависимости от гидрологического режима территории.

2. Время начала интенсивной генерации нефти (если считать нефтематеринской отложения баженовского горизонта) оценивается от 44 млн. лет назад (эоцен) до 24 млн. лет назад (рубеж олигоцена и миоцена) [1]. То есть основное проникновение газообразных углеводородов в приповерхностные отложения должно было протекать в плиоцен-четвертичное время. Развитие многолетнемерзлых пород могло повлиять на уровень насыщения рыхлых отложений.

#### Современные криогенные процессы и распределение углеводородов

Для количественной характеристики роли современных криогенных процессов на территории площади выполнена обратная оценка обводненности территории с учетом гидрологического режима – постоянные водотоки, озера, болота. Количественная оценка выполнена в процентах методом квадратов.

Для оценки возможной связи развития современных криогенных процессов на территории Восточно-Панлорской площади и распределения углеводородов в приповерхностном слое построены карты изоконцентрат углеводородов по материалам [2].

Установлено: 1) отсутствие четкой взаимосвязи интенсивности развития криогенных процессов и содержания алкил-бензолов и триаренов в материале приповерхностных отложений; 2) слабая обратная взаимосвязь интенсивности развития криогенных процессов и содержания биаренов в материале приповерхностных отложений; 3) средняя обратная взаимосвязь интенсивности развития криогенных процессов и содержания алканов в материале приповерхностных отложений.

**Выводы.** Предполагаемые максимальные значения интенсивности развития криогенных процессов характерны для участков, расположенных к северо-востоку и западу (за пределами изучаемой площади). На территории самой Восточно-Панлорской площади предполагается слабое и умеренное развитие современных криогенных процессов, достигая максимальной интенсивности в крайней юго-восточной и северо-западной частях. В целом распространение участков многолетнемерзлых пород имеет северо-западное простирание, совпадающее с положением основных речек площади. По всей видимости, области минимальной интенсивности предполагаемого развития криогенных процессов соответствуют палеодолинам, образованным экзарационной деятельностью ледника с одной стороны, и эрозионной деятельностью флювиогляциальных вод в результате абляции – с другой. Не прослеживается четкой связи между интенсивностью развития криогенных процессов и содержанием алкил-бензолов и триаренов в материале проб, отобранных в приповерхностном слое для геохимических исследований.

Прослеживается слабая и средняя обратная связь между интенсивностью развития криогенных процессов и содержанием алканов и биаренов соответственно в материале проб, отобранных в приповерхностном слое для геохимических исследований.

В связи с вышеизложенным можно предполагать, что мерзлотные процессы не оказывают заметного влияния на характер распределения углеводородов в приповерхностных отложениях.

Тем не менее, следует проводить дополнительные исследования распространенности реликтовых многолетнемерзлых пород для реконструкции интенсивности криогенных процессов и дальнейшего уточнения их влияния на содержание углеводородов в приповерхностном слое.

#### Литература

1. Исаев В.И., Исаева О.С. Оценка времени генерации нефти баженовской свитой // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – С. 159–162.
2. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Романова Т.И., Бочкарева Н.М. Оценка продуктивности локальных ловушек по составу тяжелых углеводородов в приповерхностных отложениях центральной части Западно-Сибирской плиты // Геофизический журнал, 2006. – № 6. – с. 58–73.

### ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ АРЧИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.В. Онучин, Е.О. Коновалова, Е.Л. Мещерякова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время почти более половины мировой добычи нефти связано с залежами, приуроченными к карбонатным отложениям. Однако поиски, разведка и разработка этих месторождений значительно затруднены из-за сложного строения карбонатных пород, формирующих коллекторы. В пределах залежей не наблюдается четкой закономерности в изменчивости литологического состава и распространения фильтрационных свойств пород, что обуславливает нерешенность вопросов, связанных с оценкой гидродинамических параметров и построения модели залежи.

Важным достижением геологов Томской области является открытие целого ряда мелких по запасам нефти и газа залежей в палеозойских карбонатных породах юго-восточной части Нюрольской впадины: Герасимовское, Арчинское, Урманское, Калиновое, Северо-Калиновое, Тамбаевское, Широтное, Солоновское, Нижнетабаганское, Южнотабаганское и др. [3].

Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в Парабельском районе на юге Томской области. Месторождение открыто в 1984 г. бурением первой поисковой скважины № 40 в сводовой части одноименного локального поднятия.

В тектоническом отношении Арчинская структура находится в юго-восточной части Нюрольской впадины, в зоне сочленения с Лавровским наклонным валом. Арчинское локальное поднятие по отражающему сейсмическому горизонту  $\Phi_2$  – подошва осадочного комплекса, выявлено сейсморазведочными работами методом общей глубинной точки (МОГТ). По данным бурения 12 поисково-разведочных скважин установлено, что залежь массивного типа, приурочена к карбонатному массиву, представленному органогенными известняками.

Возраст пород коллекторов установлен по фаунистическим остаткам как верхне-средне девонский. В литологическом составе отложений франского яруса преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты. Породы серого, светло-серого цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, преобладанием биоморфной структуры и с многочисленными остатками раковин, включениями оолитов и стяжениями мелкозернистого пирита [1, 2].

Для вмещающих пород характерен сложный порово-кавернозно-трещиноватый тип коллектора. Также характерно чередование пропластков с преобладанием кавернозной или трещинной составляющей. Размеры каверн достигают 10 мм. Трещины участками открытые и участками заполнены кальцитом. Местами по кальциту, заполняющему трещины, благодаря уже третичным процессам, развиваются каверны. Размеры открытых трещин варьируют в большом диапазоне. В тоже время закономерности в распределении трещин, как по разрезу, так и по площади, не наблюдается. В целом можно отметить, что кровля карбонатного массива, представленная корой выветривания, благодаря влиянию более активных по периферии вторичных процессов, обладает большей фильтрационной способностью, чем породы центральной части (ядра карбонатного массива).

Для определения фильтрационных свойств наиболее достоверными являются фильтрационные параметры, определенные по результатам гидродинамических исследований в эксплуатационной колонне скважин. Цифровые значения фильтрационно-емкостных свойств по керну менее достоверны, т. к. отбор керна в процессе бурения производят поинтервально, и выносятся преимущественно плотные разности. Следовательно, изучение пород, слагающих коллектор, по керну является не полным. Каротаж также может быть в некоторых интервалах малоэффективен из-за закупорки прискважинной зоны фильтратом бурового раствора.

Исходными данными для изучения фильтрационных параметров являлись акты о результатах испытания скважин (таблица), а также результаты лабораторных исследований керна.

По результатам гидродинамических исследований залежь углеводородов на Арчинском месторождении состоит из нескольких гидродинамически изолированных продуктивных линз-коллекторов в карбонатном массиве. Гипсометрическая отметка водонефтяного контакта однозначно не установлена, т. к. в скважинах 45, 46, 49 на абсолютных отметках –2975, –3002, –3021 соответственно получены притоки пластовой воды с нефтью. По

результатам испытания объектов в эксплуатационной колонне в скважинах, пробуренных в сводовой части Арчинской структуры, газонефтяной контакт установлен на абсолютной отметке –2941 м.

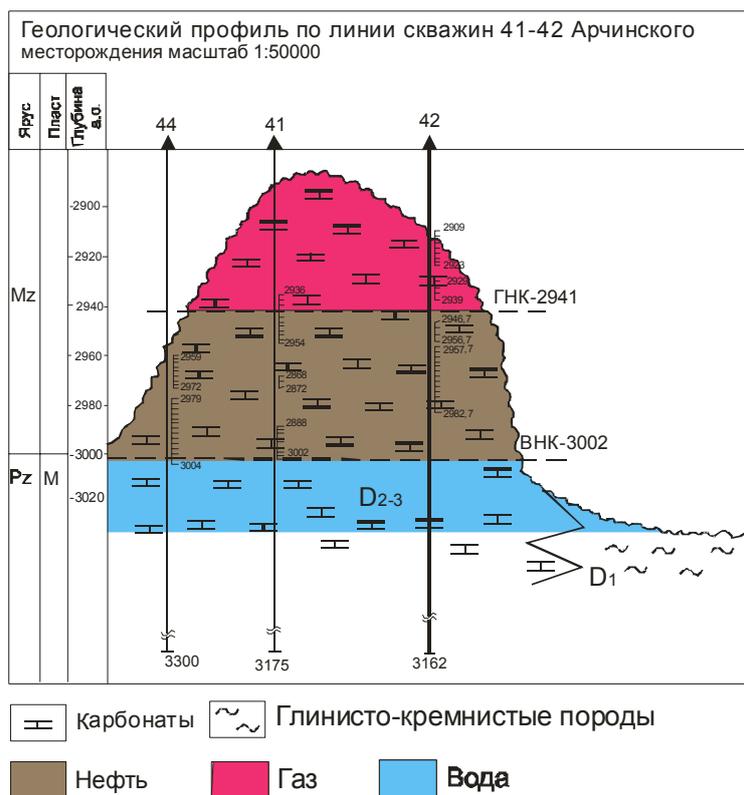


Рис. Геологический профиль по линии скважин 42–42 Арчинского месторождения

Таблица

гидродинамические показатели						
параметры	ед. измерения	скв. 40	скв. 42	скв. 43	скв. 44	скв. 44
коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /сут ат	0,018	1,14	0,077	0,78	0,854
проницаемость	Д	0,00017	0,007	0,0008	0,034	0,00333
коэффициент гидропроводности	д*см/спз	0,29	11,145	0,31	71,7	6,29
интервал	М	3070-3107	3050-3060	3053-3067	3094-3120	3094-3115
дебит/штуцер	(м <sup>3</sup> /сут)/мм	1,7/2,1	86/5	9,35/2,2	44,9/4,1	41,8/4,1
депрессия	атм	103,5	86,9	121	58,85	89,78

На этом в 1993 году разведка залежи глубоким бурением была прекращена, подсчитаны запасы нефти по категории  $C_1$  и  $C_2$ , согласно которым Арчинское газоконденсатнонефтяное месторождение относится к мелким. К сожалению, несмотря на большой объем геологоразведочных работ, залежь оказалась не до конца изученной.

При рассмотрении зависимости дебита от депрессии видно, что значения гидродинамических показателей значительно отличаются не только в каждой скважине, но и в соседних интервалах одной и той же скважины. Согласно классификации залежей углеводородов по продуктивности совместно можно разрабатывать только те объекты, у которых коэффициенты продуктивности относятся к одному классу и коллекторы одного типа [4]. Вместительные залежь углеводородов породы органогенного массива обладают низкой и ультранизкой продуктивностью и резкой изменчивостью характера фильтрационного пространства. Поэтому эксплуатировать одновременно несколько объектов одной массивной залежи в одной скважине не рекомендуется, т. к. для каждого объекта (интервала перфорации) необходима индивидуальная депрессия во избежание смыкания трещинной составляющей коллектора. Это было доказано в процессе проведения промыслового каротажа при испытании объекта на разных штуцерах. Промысловый каротаж показал, что на разных депрессиях работают

разные прослойки одного объекта, обладающего сложным порово-кавернозно-трещинноватым типом коллектора.

Таким образом, системы поперечных трещин могут размыкать карбонатные массивы на десятки метров, как вдоль простирания, так и поперек простирания отложений и обеспечивать гидродинамическую связь между нефтеносной и водоносной частью залежи, что нежелательно при разработке. Поэтому такие методы, как гидравлический разрыв пласта и применение пороховых генераторов давления не рекомендуются. Также при работе с таким сложным типом коллекторов нежелательно допускать значительных депрессий, так как трещины, составляющие значительную часть фильтрационного потенциала, могут смыкаться, что приведет к падению дебита.

В настоящее время разработчики Арчинского месторождения, создавая большие депрессии на пласт и используя мощные скважинные насосы, столкнулись с проблемой сильного ухудшения фильтрационных свойств и значительной обводненностью прискважинной зоны пласта.

Наилучший эффект по восстановлению добычи возможен после солянокислотной обработки призабойной части пласта и применения гелтехнологий для разобщения водоносной части от нефтяной. Наиболее эффективной из новых технологий, применяемых на практике при работе с залежами массивного типа, является бурение боковых стволов [4].

#### Литература

1. Макаренко С.Н., Тищенко Г.И. Некоторые результаты изучения фациальных условий осадкообразований Нюрольского бассейна в девонское время // Геологические формации Сибири и их рудоносность. – Томск: Изд-во ТГУ, 1983. – вып. 2. – С. 12–18.
2. Славкин В.С., Копилевич Е.А., Бахун Н.Н. и др. Новые направления поисков залежей углеводородов в палеозойском карбонатном комплексе Нюрольской впадины // Геофизика, 1988. – № 4. – С. 62–68.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
4. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по кривым восстановления давления. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

### ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПАРФЕНОВСКОМ ГОРИЗОНТЕ КОВЫКТИНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ (ЛЕНО-ТУНГУССКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ)

**В.А. Полосухин**

Научный руководитель заведующий лабораторией С.А. Моисеев  
*Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия*

В настоящее время в северо-восточных районах Ангаро-Ленской ступени проводятся значительные объемы геолого-разведочных работ, что привело к открытию Ковыктинского, Ангаро-Ленского, Левобережного и Хандинского газоконденсатных месторождений [4]. Этот район в настоящее время рассматривается как Ковыктинская зона нефтегазоаккумуляции. Основные скопления углеводородов приурочены к терригенным породам венда (чорская свита), которым и уделено основное внимание в данной работе [2, 3].

В чорской свите выделяются парфеновский, шамановский, боханский и базальный продуктивные горизонты. Основные запасы газа связаны с парфеновским горизонтом. По новым геолого-геофизическим данным и данным по керну в Институте нефтегазовой геологии и геофизики в пределах Ковыктинского месторождения отложения парфеновского горизонта расчленяются по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и литологических исследований на верхнюю ( $\Pi_1$ ) и нижнюю ( $\Pi_2$ ) части, которые были разделены на отдельные пропластки  $\Pi_1^1, \Pi_1^2, \Pi_2^1, \Pi_2^2, \Pi_2^3, \Pi_2^4$ .

В тектоническом отношении изучаемая территория представляет собой моноклинал с погружением слоев на северо-запад. Незначительная дислоцированность структурного плана в подсолевых отложениях связана с районами Братского и Атовского выступов.

Вендские отложения на территории Ангаро-Ленской ступени залегают с размывом, часто с угловым несогласием на рифее или на архей-протерозойском фундаменте [1]. Анализ геолого-геофизических материалов позволил существенно уточнить стратиграфическое расчленение вендских отложений и историю их формирования. Обобщение геолого-геофизического материала, полученного в 60–80 годы и использование новых данных позволило уточнить палеогеографические реконструкции по узким стратиграфическим срезам венда на уровне горизонтов и подгоризонтов.

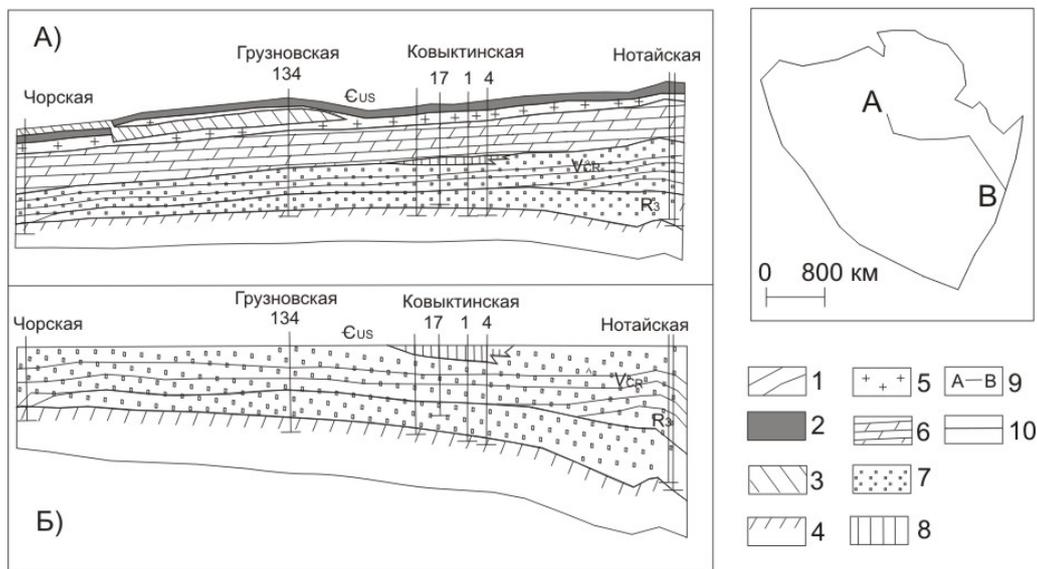
Песчаники парфеновского горизонта откладывались в основном в виде двух конусов выноса. Первый конус выноса охватывает территорию Ковыктинского и Ангаро-Ленского месторождения, а второй – Левобережное месторождение. Между этими двумя участками наблюдается глинизация песчаников. В целом в бассейн поступал очень разнородный материал, поскольку размыву подвергались как осадочные, вулканогенно-осадочные и интрузивные рифейские комплексы, так и архей-нижнепротерозойские существенно метаморфизованные образования.

По современным представлениям формирование залежи могло произойти следующим образом.

Наиболее древняя эпоха нефтегазоаккумуляции имела место в позднем рифее. Но последующая глубокая денудация рифейских отложений во время предвендского перерыва, видимо, уничтожила углеводородные скопления этой фазы нефтегазоаккумуляции.

Второй этап нефтегазообразования и накопления углеводородов относится к венд-раннепалеозойской эпохе. В это время рифейские и вендские отложения достигли на отдельных территориях главной зоны нефтеобразования и глубинной зоны газообразования. Палеотектонические реконструкции показывают, что в

конец венда центральную часть Ангаро-Ленской ступени занимала крупная положительная структура. Предполагается, что с юга и юго-востока от Ангаро-Ленской ступени в эту эпоху в направлении положительной палеоструктуры интенсивно мигрировали углеводороды, менее интенсивный подток которых, вероятно, происходил с запада из Присяяно-Енисейской синеклизы. Видимо, первые залежи в центральной части Ангаро-Ленской ступени были нефтяными. Дальнейшее погружение и увеличение зрелости нефтегазоносных отложений привело к катагенетическому превращению нефтей. При поступлении в нефтяные залежи конденсатного газа, после погружения нефтегазопроизводивших пород в глубинную зону газообразования, нефти полностью или частично вытеснялись из ловушек, происходило переформирование и разрушение нефтяных залежей. Конденсат обогащал нефть легкими фракциями, что вызывало выпадение в виде битумов в поровое пространство резервуаров асфальтеновых компонентов из нефтей. Свидетельством этих процессов являются значительные скопления в рифейских отложениях битумов, содержащих большое количество нерастворимых разностей.



**Рис. Геологический профиль Ангаро-Ленской ступени: а) – современный структурный план, б) – структурный план на момент формирования кровли чорской свиты**  
**1 – стратиграфические границы, 2 – осинский горизонт, 3 – интрузии долеритов, 4 – фундамент.**  
**Породы: 5 – соленосные, 6 – карбонатные, 7 – терригенные, 8 – угленосные; 9 – линия профиля геологического разреза, 10 – контур Ангаро-Ленской ступени**

В послеродовикский инверсионный этап развития региона прибайкальская часть Ангаро-Ленской ступени претерпела существенную структурную перестройку (рис.). На это указывают следующие факты: по материалам сейсморазведки и данным глубокого бурения на большей части территории по всем отражающим горизонтам структурный план характеризуется моноклиальным строением с небольшим углом падения в северо-западном направлении. Некоторым исключением можно считать серию поднятий от Атовского месторождения к Братскому. Более того, в районе озера Байкал рифейские отложения выходят на поверхность, в то время как на центральной части АЛС она находится на глубине свыше 3300 м. Западнее рифейские отложения вовсе отсутствуют. Общая мощность терригенных отложений увеличивается на север от 130 до 330 метров. В этот период был сформирован современный структурный план – образовалась Ангаро-Ленская ступень с региональным погружением осадочных комплексов от окраинной Прибайкальской зоны в северо-западном направлении в сторону Присяяно-Енисейской синеклизы [4]. Предполагается, что эта структурная перестройка привела к переформированию Ковыктинской зоны газонакопления. Сохранению залежей способствовало наличие регионального непроницаемого литологического барьера на границе с Прибайкальским палеогиббом; не исключена также и экранирующая роль Киренского регионального разлома, проходящего восточнее Ковыктинского месторождения.

Таким образом, сформированные к концу раннего кембрия крупные зоны нефтенакопления (*Атовско-Радуйская, Жигалово-Ковыктинская и др.*) в ордовике испытали активное воздействие глубинной фазы газогенерации. В результате нефть постепенно вытеснялась газоконденсатными флюидами. По мнению автора, современные контуры Ковыктинской зоны нефтегазонакопления имеют существенно более сложное строение, чем оно представляется в современное время и имеют более широкое распространение.

#### Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 551 с.
2. Дробот Д.И., Пак В.А., Деятелилов Н.М. и др. Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика, 2004. – Т. 45. – № 1. – С.1 10–120.

3. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Богданов В.Н., и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа сибирской платформы. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
4. Мельников Н.В., Рыбьяков Б.Л., Сафронова И.Г., Холин Б.Н. Палеотектонические предпосылки поиска структур и залежей нефти и газа в центральной части Ангаро-Ленской ступени // Тектонические критерии нефтегазоносности платформенных областей Сибири. – Новосибирск, 1977. – С. 26–30.

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДА ЦЕНТРАЛЬНЫХ И ЮЖНЫХ РАЙОНОВ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ**

**М.И. Романов**

Научный руководитель научный сотрудник Л.Н. Константинова  
*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Байkitский регион – уникальный объект поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. В Байkitской нефтегазоносной области (НГО) основные скопления углеводородов приурочены к отложениям рифея, однако перспективы нефтегазоносности вендских терригенных отложений также достаточно велики. По оценке А.Э. Конторовича, Н.В. Мельникова и др., в Байkitской НГО содержится ресурсов газа 11,7 %, нефти 13,5 % Лено-Тунгусской провинции [1].

В тектоническом плане Байkitская НГО соответствует Байkitской антеклизе [2].

Разрез осадочного чехла представлен отложениями рифея, венда, кембрия и ордовика.

На территории Байkitской НГО открыты шесть месторождений: Куямбинское нефтегазоконденсатное, Юрубченское газоконденсатнонефтяное в рифейских отложениях, Оморинское газоконденсатное, Агалеевское газовое, Имбинское газовое – в вендских отложениях (этим доказана промышленная нефтегазоносность терригенного вендского нефтегазоносного комплекса (НГК)), Берямбинское газоконденсатное – в кембрийских отложениях.

Первые параметрические скважины на изучаемой территории были пробурены 1969–1970 гг. [3]

Выбор объектов поиска должен определяться следующими факторами: наличие коллектора и флюидоупора, ловушки, углеводородов.

Перспективы нефтегазоносности Байkitской НГО связаны с разными зонами нефтегазонакопления и нефтегазоносными комплексами, включающие продуктивные горизонты.

В непском региональном горизонте выделены В10, В13 (ванаварский), Ал1 (алешинский), в тирском региональном горизонте Чс1, Чс2 (чистяковский), пласт Б-VIII (оморинский), в даниловском региональном горизонте Мш1-2 (мошаковский) и пласт Б-VII с доказанной продуктивностью.

В процессе проведенных работ были выявлены следующие закономерности, влияющие на распределение залежей углеводородов на изучаемой территории.

Для терригенного вендского НГК характерны локальные резервуары, приуроченные к продуктивным горизонтам ванаварской, оскобинской и катангской свит на Камовском своде и алешинской, чистяковской и мошаковской свит в Ангарской зоне складок [4].

Зоны развития коллекторов связаны преимущественно с разными условиями их формирования. Хорошую окатанность и сортировку песчаников обуславливали процессы, протекающие в прибрежной зоне мелководного бассейна, а также в каналах временных потоков и конусов выноса.

В результате выполненной корреляции разрезов скважин было подтверждено постепенное выклинивание ванаварской и оскобинской свит к центральной и северо-восточной частям Байkitской антеклизы и повсеместное распространение катангской свиты.

Было выявлено по материалам детальной корреляции и изучения литологического состава пород неравномерное распространение локальных флюидоупоров. При отсутствии глинистых пород ванаварской свиты и верхней сульфатно-карбонатной пачки оскобинской свиты залежи экранируются в центральной части глинисто-доломитовыми, а на юго-востоке соленосными породами катангской свиты.

Анализ современного структурного плана позволяет классифицировать ловушки углеводородов на две группы. К первой можно отнести структурно-литологические ловушки моноклиального типа на юго-западном и юго-восточном склонах Камовского свода. Ко второй – ловушки антиклинального типа, имеющие тектоническое и литологическое экранирование на Иркинеево-Чадобецком сложном выступе.

### **Литература**

1. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Сурков В.С. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Байkitский регион. – Новосибирск, 1994.
2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Геология нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1981.
3. Конторович А.А., Конторович А.Э., Кригин В.А. Юрубчен-Тохомоская зона нефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 1988. – № 11.
4. Мельников Н.В., Константинова Л.Н. Нефтегазоносные комплексы венда и кембрия Байkitской НГО Сибирской платформы // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология – итоги XX века. Материалы четвертой международной конференции. – Москва, 2000.

## НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ПОЗДНЕДЕВОНСКИМ ОРГАНОГЕННЫМ ПОСТРОЙКАМ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА Т+Ф<sub>М</sub> УНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.Ю. Савельев

Научный руководитель профессор А.С. Фласс

*Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия*

Одним из наиболее сложных, в плане геологического строения и, как следствие, разработки, являются залежи нефти, приуроченные к органогенным постройкам позднедевонского возраста. Основной особенностью турнейско-фаменских резервуаров является их высокая расчленённость, обусловленная резкой фациальной изменчивостью слагающих пород, развитие порово-кавернозных, порово-трещиноватых и трещинно-кавернозных типов коллекторов.

В данной статье на примере Уньвинского месторождения рассмотрена лишь незначительная часть обширной гаммы проблем, связанных с разработкой залежей нефти, приуроченных к турнейско-фаменским отложениям

Пласт Т+Ф<sub>М</sub> Уньвинского поднятия представляет собой крупную средне позднедевонскую органогенную постройку, которая включает в себя собственно рифовые части (отложения биогенных фаций), а также совокупность сопутствующих фаций рифовой лагуны, рифового шельфа на склонах и надрифового мелководья. Толщина рифогенных пород франского и фаменского ярусов достигает на рифовых вершинах 500–700 м. Породы турнейского яруса на всей площади (за исключением скважины № 118) представлены только отложениями черепетского возраста, со стратиграфическим несогласием залегающими на эродированной поверхности фаменских отложений. Отложения малевско-упинского, гумеровского и частично заволжского возраста размыты. Общая толщина турнейского яруса изменяется от 3 м на рифовых гребнях до 200 м на склонах.

На рисунке приведена карта общих толщин турнейского яруса. Области сокращённых толщин 4–6 м соответствуют повышенным участкам палеорельефа и выделяются в фации рифового гребня, области толщин 8–12 м выделяются на внешнем склоне рифовой структуры – это фации рифового склона и внутри контура рифового гребня – фации рифовой лагуны. Толщины более 12 м накапливались во впадинах – это либо межрифовые впадины (в районе скважины № 118), либо глубоководные депрессионные фации. Рифовый массив состоит из твердого волноустойчивого каркаса (рифового гребня), построенного из органических известковых скелетов. Рифовые гребни отделяют мелководье лагун от открытого моря. Лагунные осадки состоят из мелкообломочного детрита – продукта разрушения рифовых гребней и мельчайших частиц карбонатного ила. Под влиянием эродирующего действия волн рифовый гребень разрушался, органогенный обломочный материал откладывался на склонах, образуя фации рифового склона.

Рифовые гребни характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (незначительная пористость 4–8 %, меньшая нефтенасыщенная толщина), рифовая лагуна, напротив, характеризуется высокими значениями пористости – 10–14 % и эффективными нефтенасыщенными толщинами. Сложность разработки подобных залежей связана с тем, что различные фациальные зоны при разработке «ведут» себя различно. Так, например, для лагунных скважин характерны постоянные высокие дебиты (60–100 м<sup>3</sup>/сут) жидкости, приемистость нагнетательных скважин достигала 1100 м<sup>3</sup>/сут, скважины рифовых гребней в целом характеризуются более низкими уровнями добычи или приемистостями. В период с 1989 до 1994 года, вследствие огромной перезакачки (накопленная компенсация достигла 330 %), значительная часть добывающих скважин была остановлена по причине высокой обводненности. Основная часть остановленного фонда была приурочена именно к лагунной части массива.

На рис. приведено сопоставление упрощенной карты изобар и карты общих толщин турнейского пласта. Четко прослеживается следующая закономерность: участки с повышенным пластовым давлением (более 17 МПа) приурочены к рифовым гребням и рифовому склону, а с пониженным к рифовой лагуне (менее 17 МПа).

Для изучения поведения разнофациальных отложений также был проведен анализ результатов закачки трассирующих индикаторов.

С целью оценки влияния нагнетательной скважины № 117 на выработку запасов и осуществления контроля за продвижением фронта закачиваемой воды в 2003 году была произведена закачка индикатора (флуоресцеина). Приемистость скважины при закачке трассера агрегатом ЦА-320 составила 480 м<sup>3</sup>/сут при устьевом давлении 100 атм. В результате исследования было подтверждено, что пласты Бб и Т+Ф<sub>М</sub> в нагнетательной скважине сообщаются посредством негерметичного цементного моста или заколонного перетока. Установлено, что закачка по пластам на момент исследований распределялась следующим образом: 52 % воды уходит в пласт Т+Ф<sub>М</sub>, 48 % принимает пласт Бб.

Скважина № 117 введена в работу в качестве добывающей в 1984 году на пласт Т+Ф<sub>М</sub>, в 1988 году освоена под нагнетание. В 1995 году переведена на пласт Бб в качестве нагнетательной скважины, пласт Т+Ф<sub>М</sub> был изолирован цементным мостом. За время работы на пласте Т+Ф<sub>М</sub> приемистость скважины изменялась в широком диапазоне от 20 до 1100 м<sup>3</sup>/сут.

На приведенном рисунке показаны скважины, работающие на пласт Т+Ф<sub>М</sub>, в которых получен флуоресцеин. Как видно из рисунка, наблюдается резко выраженное направление движения индикатора на северо-восток от нагнетательной скважины.

Наибольшее количество индикатора получено в скважине № 433 (67 %), расположенной в 2,5 км от скважины № 117. Незначительная часть индикатора (2 %) зафиксирована в скважине № 297, которая находится на расстоянии в 2,7 км от нагнетательной скважины. Время первого появления индикатора в скважинах №№ 433

и 297 составляет 93 и 64 часа соответственно. Время прихода индикатора и его значительная концентрация говорят о наличии однородного фильтрационного канала, обладающего значительной пропускной способностью.

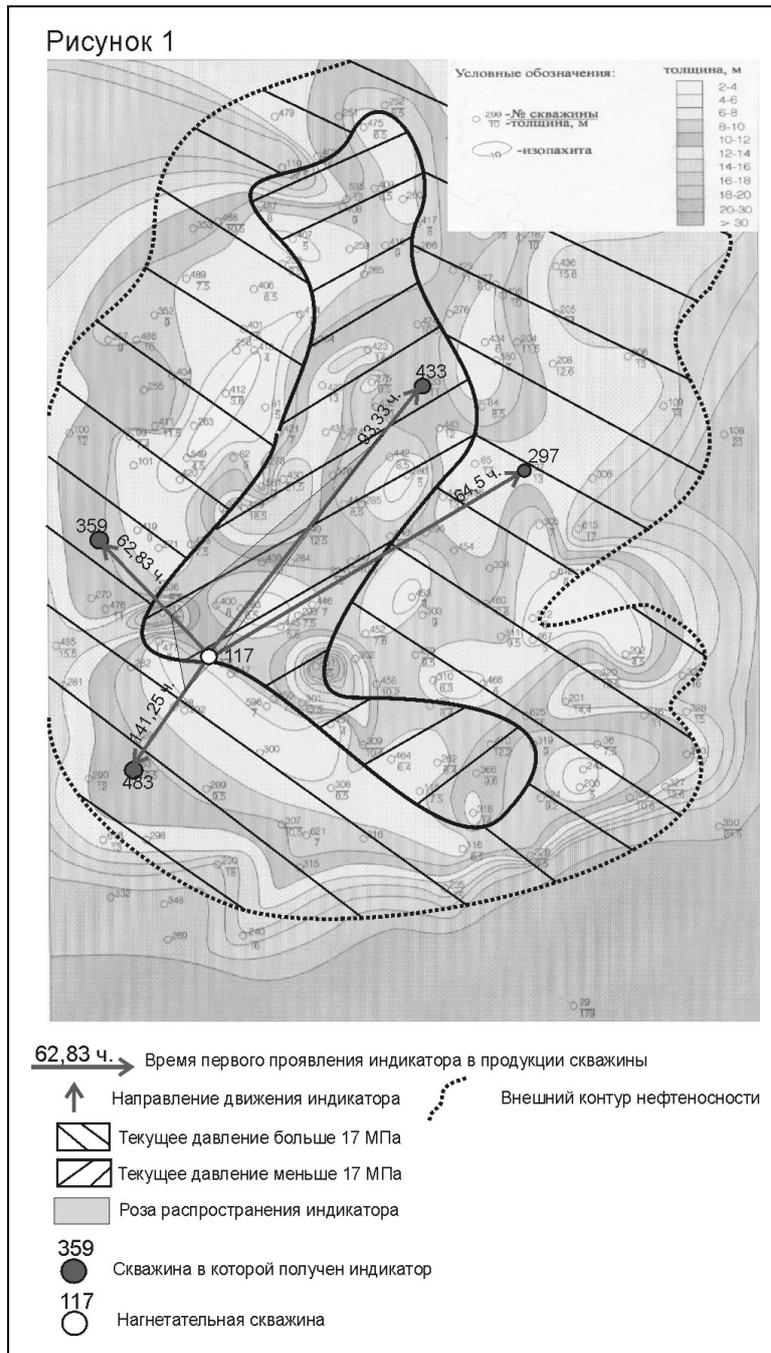


Рис. Карты изобар и общих толщин турменского пласта

Фильтрация меченой жидкости в юго-западном направлении (к скважине № 483), характеризуется более низкой скоростью (время первого появления 141,25 час). В северо-западном (к скважине № 359) направлении движение жидкости происходило с большей скоростью (время прихода 62,83 часа). В обе скважины поступило примерно одинаковое количество воды индикатора – около 15 % от общего объёма в каждую. Скважина № 117 расположена на внутреннем склоне рифового гребня вблизи лагунной части массива. Сопоставление результатов исследований с имеющейся геологической моделью дало следующие результаты: во-первых, основной объём закачиваемой воды (69 %) дренируется по лагунной части рифового массива, во-вторых, движение закачиваемой воды внутри рифового гребня происходит значительно медленнее. Средняя расчётная приведённая скорость движения по лагуне составляет 0,05 м/(час\*МПа), по рифовому гребню – 0,02 м/(час\*МПа).

По всей видимости различные фациальные зоны не просто имеют различные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, но также относительно гидродинамически разобщены между собой. На примере пласта Т+Фм Уньвинского месторождения это проявляется в виде дифференциации пластового давления по площади залежи и различии в скоростях движения закачиваемой жидкости. Данную особенность геологического строения необходимо учитывать при проектировании систем разработки (особенно системы поддержания пластового давления) на новых месторождениях.

## ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФЛЮИДОУПОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Т.А. Савукина

Научный руководитель заведующий кафедрой В.Г.Изотов

Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

В связи с переводом Ромашкинского месторождения на поздние стадии разработки, включающие интенсивное физико-химическое воздействие на пласт, возникает необходимость в более детальном изучении флюидоупоров. Флюидоупор несет как функцию экрана, формирующего резервуар, так и функцию экрана, предохраняющего окружающую среду от заражения техногенными элементами. В ходе разработки месторождения с применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН), теплового воздействия на пласт и повышенных давлений целостность флюидоупора может быть нарушена, изменен минеральный состав, а соответственно, и структура, что может вести за собой изменение его фазовой проницаемости [3].

Ведущими флюидоупорами Ромашкинского нефтяного поля являются: кыновские (тиманские) аргиллиты, перекрывающие наиболее продуктивные пласты  $D_{0-1}$  верхнего девона, отдельные пласты бобриковско-радаевских отложений нижнего карбона и пермские лингуловые глины – основание казанского яруса, играющие роль покрышки для залежей природных битумов, интенсивно разрабатываемых с применением паротеплового воздействия.

Тиманский комплекс на изучаемой территории представлен аргиллитами серыми, серо-зелеными, шоколадными, часто тонко отмученными, тонкослоистыми, плитчатыми, участками трещиноватыми. Извлеченные на поверхность аргиллиты рассыпаются, раскалываются по трещинам напластования и вертикальным трещинам. Трещины горизонтальные, волнистые, с открытостью до 1 мм. Участками встречается слоистость двух типов: первый тип – микрослоистость – переслаивание самих аргиллитов, второй тип – макрослоистость – переслаивание аргиллита с алевролитом, толщина слоев последнего до 1–2 мм, тогда как толщина прослоев аргиллитов до 5–6 см (возможно, это сезонная слоистость).

Вещественный состав глинистой фракции исследовался с применением рентгенодифрактометрического (РЭМ) анализа. Установлено, что основными глинистыми минералами в аргиллитах являются каолинит и гидрослюда с заметным преобладанием последних. Хлориты и смешанно-слоистые комплексы встречаются спорадически и в небольших количествах. В аргиллитах в значительных количествах присутствует тонкодисперсный кварц и акцессорные минералы, среди которых можно отметить титансодержащие минералы, титанит и анатаз, а также фрамбоэдрические выделения пирита.

По данным РЭМ исследований микроструктуры глинистых покрышек, глинистые минералы в породе хорошо упакованы и уложены. Структура преимущественно комковатая и пористо сланцеватая. Укладка минералов в агрегатах плотная, сами агрегаты уложены параллельно напластованию, однако из-за многочисленных включений кварца, пирита и прочих минералов плотность упаковки может нарушаться.

Из-за отсутствия в составе породы сильно разбухающих компонентов такие покрышки нельзя отнести к высокому классу по экранирующим способностям. Согласно классификации глинистых покрышек [2], покрышки Ромашкинского поля относятся к 5 классу и являются диффузионно слабо проницаемыми для нефти и проницаемыми для газа, чем и объясняется слабое развитие газовых шапок на месторождениях Ромашкинского поля.

Покрышки бобриковско-радаевского горизонта нижнего карбона характеризуются локальным распространением, что связано с локализацией этих отложений в эрозионных врезках в толще турнейских рифогенных построек на склонах Татарского свода.

Основные резервуары углеводородов (УВ) нижнего карбона связаны с карбонатными рифогенными постройками турнейского яруса, перекрываемые бобриковско-радаевскими аргиллитами, являющимися крупным флюидоупорным горизонтом. Аргиллиты темные, слоистые, трещиноватые, песчанитые, до 15–20 % зерен кварца, интенсивно пиритизированные, размеры пиритовых друз до 1 см в диаметре, с линзочками кварцевых алевролитов толщиной до 2 мм, иногда с прослоями углистых сланцев. Трещины горизонтальные – наклонные, параллельные сланцеватости, вертикальные – разбивающие породу, что, несомненно, ухудшает флюидоупорные характеристики. По составу аргиллиты каолиновые, лишь с небольшими примесями гидрослуды. Деформации флюидоупоров выражаются в развитии зеркал скольжения, располагающихся под углом близким к  $40^\circ$ , и свидетельствуют о сложных процессах динамической эволюции залежей.

Важнейшим на сегодняшний день объектом для изучения являются лингуловые глины, служащие флюидоупорами активно разрабатываемых месторождений природных битумов Ромашкинского нефтяного поля, разработка которых ведется с применением паротеплового воздействия.

Лингуловые глины – региональный репер, по подошве которого большинством исследователей проводится граница казанского и уфимского ярусов. Проведенные исследования свидетельствуют о том, что лингуловые глины характеризуются ритмичным строением, причем наблюдается тонко-ритмичное чередование глинистых, глинисто-мергелистых и глинисто-мергелисто-песчаных слоев. Толщины ритмов колеблются в пределах первых сантиметров. Изучение ритмичности в строении толщи позволяет выделить два масштаба ритмов. Во-первых, тонкая сантиметровая ритмичность, отражающая сезонные изменения при накоплении глинисто-мергелистого вещества. Во-вторых, макроритмы 3–10 метровой размерности, отражающие особенности геодинамической эволюции нижеказанского бассейна [1].

Ведущими минералами лингуловых глин являются вермикулит, гидрослюда, хлорит, каолинит и смешанно-слоистые комплексы. Многочисленные выделения пирита различных размерностей говорят о диагенетических процессах, что свидетельствует о резко восстановительных условиях. Наличие пирита говорит о локальной миграции восстановительных флюидов во флюидоупоре.

Косвенным свидетельством возможности такой миграции является высокая пористость образцов – 15–45 %, размеры поровых канальцев до 10  $\mu\text{m}$ . Микроструктура упаковки агрегатов глинистых минералов комковатая, неупорядоченная, что, по видимому, связано с условиями осадкообразования и недостаточным литостатическим давлением, оказываемым на породу для упорядочивания структуры. Все это говорит о недостаточных экранирующих способностях данного флюидоупора, который, по видимому, является проницаемым для легких углеводородов и непроницаемым для тяжелых, чем и объясняется наличие битумного месторождения в этих отложениях.

#### Литература

1. Изотов В.Г., и др. Литолого-структурная характеристика флюидоупоров месторождений природных битумов западного склона Татарского свода // Литологические аспекты слоистых сред: Материалы 7 Уральского регионально литологического совещания. – Екатеринбург, 2006. – 322 с.
2. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

3. Тихий В.Н. Волго-Уральская нефтеносная область. Л.: Гостоптехиздат, 1957. – 244 с.

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ГОРИЗОНТА Ю<sub>2</sub> ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ Я.В. Садыкова

Научный руководитель заведующий лабораторией В.А. Казаненков  
Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Административно район исследования находится в пределах Омской, запада Томской, востока Тюменской областей и юга Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). Согласно нефтегазогеологическому районированию Западно-Сибирской провинции большая часть территории исследования находится в пределах Каймысовской нефтегазоносной области (НГО), частично включает на западе Фроловскую НГО, на севере – Среднеобскую НГО.

На территории исследования пробурено порядка 600 глубоких скважин, примерно 50 % по имеющимся данным вскрыли горизонт Ю<sub>2</sub>, по 195 скважинам имеются данные с испытаниями этого горизонта.

По результатам испытаний из 55 скважин получен приток воды, из 71 – нефть, в 47 скважинах притока не получено.

Проведенные за прошедшие годы геологические и геофизические работы не дают полного представления о нефтегазоносности горизонта Ю<sub>2</sub> вследствие того, что контуры зон распространения коллекторов из-за сложного строения объекта не были достаточно точными.

По причине низких коллекторских свойств горизонт Ю<sub>2</sub> не рассматривался в числе объектов перспективных для промышленной добычи углеводородов на большей части территории. Основным объектом поисковых и эксплуатационных работ были вышележащие горизонты нижнего мела и верхней юры, но к настоящему времени они уже в значительной мере выработаны, поэтому и встал вопрос о более детальном исследовании горизонта Ю<sub>2</sub> с целью прироста запасов.

Накопленные материалы позволяют рассчитывать на открытие новых залежей нефти, но для этого необходимо выявить закономерности распространения коллектора путем проведения детальных палеогеографических реконструкций на время накопления горизонта Ю<sub>2</sub>.

Согласно тектонической схеме юрского структурного яруса Западно-Сибирской геосинеклизы под редакцией А.Э. Конторовича 2002 года на территории исследования выделяются две положительных надпорядковых структуры – Хантейская гемиантеклиза и Верхневасюганская антеклиза и две надпорядковых отрицательных структуры – Мансийская синеклиза и Колтогорско-Нюрольский желоб и также две промежуточные надпорядковые структуры – Красноленинская мегамоноклиза и Тюменская мегамоноклиза [2]. Надпорядковые структуры осложнены большим количеством структур более низкого порядка.

Разрез осадочного числа представлен юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными отложениями, перекрывающими отложения доюрского комплекса [4].

Горизонт Ю<sub>2</sub> залегает в кровле тюменской свиты и входит в объем верхнетюменской подсвиты (бат). Кровля горизонта Ю<sub>2</sub> совпадает с кровлей тюменской свиты.

Горизонт Ю<sub>2</sub> сложен песчаниками серыми до темно-серых, чередующимися с глинистыми песчаниками и алевролитами, и маломощными прослоями углей.

На территории исследования горизонт Ю<sub>2</sub> распространен повсеместно, за исключением палеоподнятий, где он выклинивается. На территории исследования такими поднятиями являются Урненское, Усановское, Старосолдатский мегавал. В целом средняя толщина горизонта Ю<sub>2</sub> составляет от 25 до 30 метров.

Кровля горизонта Ю<sub>2</sub> и, соответственно, тюменской свиты, выделяется по подошве базального песчаного пласта Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>, который залегает в подошве васюганской свиты. Пласт представлен песчаниками, с глауконитом и конкрециями сидерита. Вследствие повышенного содержания глауконита, Ю<sub>2</sub><sup>0</sup> выделяется на индукционном каротаже (ИК) по повышенным значениям на большей части территории и имеет переменную толщину от 2 до 7 метров. Также хорошо кровля тюменской свиты выделяется по отрицательному пику кажущегося сопротивления (КС).

Подошва горизонта проводится по подстилающему его пласту угля У<sub>2</sub> или углисто-глинистых пропластков толщиной от 1 до 5 м. Пласт У<sub>2</sub> прослеживается практически на всей территории исследования и надежно выделяется по кривым гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК), вследствие пониженной радиоактивности и характеризуется пониженными значениями как ГК, так и НГК.

На основе изучения методик палеорекострукций по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) Белозерова В.Б. [1] и Муромцева В.С. [3] и при сопоставлении с результатами палеорекострукций, полученных при лабораторном изучении керна группой исследователей Института нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН под руководством Вакуленко Л.Г. была адаптирована методика выделения фаций по ГИС для горизонта Ю<sub>2</sub>. Согласно данной методике выделялось три фациальных комплекса: аллювиальный, дельтовый и мелководно-морской.

Для аллювиального комплекса характерны высокие и дифференцированные значения КС. Кривая потенциалов собственной поляризации (ПС), в зависимости от фациальной принадлежности, обладает большей или меньшей амплитудой. Для дельтового комплекса характерны менее высокие и менее дифференцированные значения КС. Значения ПС также зависят от конкретной фациальной обстановки. Мелководно-морские отложения обладают низкими значениями КС и высокими значениями ПС.

Аллювиальный комплекс включает в себя русловые, пойменно-болотные и озерно-болотные обстановки осадконакопления.

Русловые обстановки характеризуются значительной отрицательной амплитудой ПС, значения КС— высокие (за исключением водонасыщенных песчаников). На радиоактивном каротаже (РК) — низкие значения ГК и высокие — НГК.

Признаком пойменных отложений по материалам ГИС являются высокие значения ПС и высокие, сильно дифференцированные значения КС (вследствие значительного содержания углистого вещества). На РК на фоне в целом высоких значений ГК и низких значений НГК выделяются структуры «угол в угол», соответствующие пластам угля.

Озёрно-болотным обстановкам соответствуют менее дифференцированные кривые КС, чем для пойменных обстановок, для ПС и ГК характерны значения, соответствующие песчаникам и алевролитам

Дельтовый комплекс (прибрежно-морской) включает обстановки флювиальных дельтовых рукавов, промоин, приустьевых баров с высоким содержанием песчаного материала и обстановки озёр, заливов, маршей — более глинистую фацию.

Обстановки флювиальных дельтовых рукавов, промоин и приустьевых баров характеризуются более низкими значениями КС, чем для аллювиальных отложений вследствие пониженной углистости, а значения ПС соответствуют песчаникам и алевролитам.

Обстановки заливов, маршей (прибрежных болот) представлены более глинистыми отложениями, в целом на кривых КС и НГК им соответствуют более низкие, а на ПС и ГК — более высокие значения. Обстановки маршей отличаются наличием углистых пропластков, определяемых по пикам КС на фоне однородных высоких значений ПС и по низким значениям ГК и НГК.

Мелководно-морской комплекс выделен в целом, без разделения на обстановки. Он представлен глинисто-алевролитовой толщей, для которой характерно присутствие тонких пропластков мелководного песчаника. Монотонность строения осадков выражается в малой дифференцированности диаграмм ПС и КС. Низкая величина КС на фоне высоких значений ПС создает картину параллельных кривых.

На основе данной методики автором были определены палеофации по материалам ГИС в 300 скважинах.

В результате были построены палеогеографические схемы по 3 уровням — нижнему, среднему и верхнему. Нижний уровень был приурочен к подошве горизонта Ю<sub>2</sub>, т. е. к началу его формирования, средний уровень — к середине мощности горизонта Ю<sub>2</sub>, т. е. приблизительно к середине времени его формирования, а верхний — к кровле тюменской свиты, т. е. к концу формирования продуктивного горизонта. Это позволило сделать ряд выводов относительно смены фациальных обстановок, существовавших во время накопления горизонта Ю<sub>2</sub>.

Начало образования горизонта Ю<sub>2</sub> характеризуется накоплением осадков озерно-аллювиальной и озерно-болотной равнины. Основная часть территории представляла обширную аккумулятивную озерно-аллювиальную равнину, изобилующую многочисленными старицами, зарастающими озерами и торфяными болотами, а речные системы прокладывали свои русла в межструктурных понижениях рельефа, основные направления течения рек с юга на север и на восток.

По мере накопления горизонта Ю<sub>2</sub> проявляются некоторые унаследованные черты палеоландшафта: направление течений рек практически не изменяется, русла проходят все также по пониженным участкам рельефа, лишь немного изменяя местоположение. Появляются новые старицы, которые впоследствии заболачиваются, либо на их месте образуются озера. Наблюдается постепенная трансгрессия моря с севера и северо-востока в южном направлении, которое затопляет наиболее погруженные части рельефа, приуроченные к отрицательным надпорядковым структурам — Мансийской синеклизе и Колтогорско-Нюрольскому желобу, продвигаясь вглубь суши по руслам рек. В районе устьев реки образуются дельты. Вдоль берегов накапливаются аккумулятивные песчаные тела барового типа (снос с суши и приливно-отливная деятельность).

На следующем этапе формирования горизонта Ю<sub>2</sub> наблюдается дальнейшая трансгрессия моря, которая достигла максимума для батского времени к концу накопления горизонта Ю<sub>2</sub>. Южную часть территории исследования продолжает занимать озерно-аллювиальная равнина, в течение всего времени накопления горизонта Ю<sub>2</sub> русла рек сохраняли направление течения и практически не изменили своего местоположения, однако к концу накопления горизонта Ю<sub>2</sub> значительно увеличились площади распространения обстановок переходного комплекса и сократились площади распространения озерно-болотных отложений.

Палеогеографические построения и данные по коллекторским свойствам горизонта Ю<sub>2</sub> позволили выделить 4 типа участков, перспективных на поиски залежей углеводородов (УВ) в пределах территории исследования.

В результате построения карты перспектив с привлечением данных по нефтегазоносности и результатам испытаний были выделены наиболее перспективные участки для поисков залежей углеводородов. Из анализа результатов палеогеографических построений, наибольший интерес будут представлять Крапивинская, Ларломкинская, Коимльхская, Тауровская, Нижнекеумская, Кальчинская, Южно-Кальчинская, Айкурусская, Мултановская, Силамарская, Эпасская, Инкинская, Северо-Чупальская площади. Кроме того, результаты проведенных работ дают предпосылки для пересмотра существующих контуров залежей на некоторых уже открытых месторождениях.

#### Литература

1. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири: Научные труды СНИИГГиМСа. — Новосибирск, 1984. — С. 11–23.

2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко А.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГиМС, 2004. – 114 с.

## ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮЖНО-ЯМАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

О.В. Сазонова

Научный руководитель доцент Д.А. Новиков

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Южно-Ямальский нефтегазоносный район (НГР) Ямальской нефтегазоносной области (НГО) расположен в южной части полуострова Ямал, административно принадлежит Ямало-Ненецкому автономному округу (ЯНАО). В последние годы в связи с падением добычи на крупнейших месторождениях ЯНАО (Медвежье, Ямбургское, Уренгойское) нефтегазовая промышленность все большее внимание стала уделять разведке и введению в эксплуатацию месторождений Ямала [1, 3, 4]. Согласно программе разработке месторождений Севера Западной Сибири РАО «Газпром» планирует запуск в эксплуатацию основных месторождений Ямала: Бованенковского, Арктического, Новопортовского и др.

В результате поисково-разведочных работ в данном районе выявлены 9 месторождений: Байдарацкое, Усть-Юрибейское, Нурминское, Среднеямальское, Хамбатеиское, Малоямальское, Ростовцевское, Каменомыское и Новопортовское. Из них 5 нефтяных и 4 газовых.

Продуктивный этаж охватывает породы от сеномана до среднего палеозоя. Выделяются следующие нефтегазоносные комплексы:

1. Палеозойский. Палеозойский фундамент представлен тремя формациями, развитыми не повсеместно: глинисто-карбонатной, терригенно-карбонатной и карбонатной, терригенной. Возраст по палеонтологическим находкам определен как ордовик-карбон. Породы нарушены многочисленными разрывными дислокациями и пронизаны интрузиями основного состава. Притоки газа и нефтепроявления получены из скважин на Новопортовской площади из карбонатных пород предполагаемой коры выветривания, сформировавшейся во время перерыва в осадконакоплении. Максимальная мощность, вскрытая скважинами, составляет 820 м. Глубина залегания закономерно увеличивается от Щучинского выступа на восток и в пределах структуры Нового Порта составляет 2432 м на своде и 3200 м на крыльях. Далее палеозойский фундамент погружается еще глубже, образуя Пур-Гыданскую синеклизу байкальского возраста. К Уралу возраст фундамента «омолаживается», и он представлен герцинидами. Промышленные притоки газа и конденсата получены в основном из карбонатных отложений (скважины 107 и др.), в том числе в зонах разломов глубинного заложения (скважины 94, 211, 306), а также отмечены проявления нефти (скважина 138). Некоторые исследователи предполагают продуктивными рифовые постройки вдоль западного борта палеовпадины субмеридионального простирания, которые прослеживаются на сейсмопрофилях и в виде локальных аномалий ускорения свободного падения, но, к сожалению, ни одной скважиной еще не вскрыты. Нужно отметить, что палеозойские породы сильно дислоцированы, разбиты на блоки и осложнены многочисленными пологими ( $15\text{--}30^\circ$ ) надвигами, увеличивающими мощность терригенно-карбонатных отложений. Надвиги обычно кососекущие по отношению к геологическим границам, иногда совпадают с ними и, как правило, хорошо подчеркивают склоны выявленной палеовпадины. Продуктивный пласт М.

Триасовые отложения на территории Западной Сибири развиты лишь в зонах рифтогенеза и выявлены в пределах Среднеямальского грабен-рифта, который расположен к северу от рассматриваемого района.

2. Нижнее-среднеюрский (без келловей). Комплекс представлен осадками глубоководного шельфа. Мощность порядка 2 км. Разделен на 2 серии: уренгойская и варьеганская. Осложнен несколькими стратиграфическими перерывами. Продуктивные горизонты Ю<sub>2-9</sub> малышевской, леонтьевской и вымской свит.

3. Келловей и верхняя юра. Породы этого комплекса в Южно-Ямальском районе объединены в нурминскую свиту, соответствующую абалакской, содержащую 3 подсвиты. Представлена в основном пачками и толщами глин, песчано-алевритовых пород и битуминозных аргиллитов. Источниками песчано-алевритового материала мог служить район Щучинского выступа, так как в его сторону наблюдается увеличение грубости обломков [2]. Мощность около 60 м, отложения частично размывы в центрально-ямальской части и в зонах, прилегающих к Уралу и Пай-Хою. Эта свита характеризуется нефте- и газопроявлениями, но залежи пока не открыты, возможно, вследствие недостаточной изученности. Перекрывается баженовской свитой, которая в этом районе плохо изучена, представлена всего в нескольких образцах и не имеет ярко выраженной на сейсмопрофилях кровли (отражающий горизонт Б).

4. Неокомский. Представлен ахской свитой и нижней подсвитой танопчинской свиты. Сложен терригенными породами: переслаивание алеврито-песчаных и существенно глинистых пачек между собой разделены глинами верхнеготеривской трансгрессии. Продуктивные горизонты ахской свиты – группы БЯ (4, 10<sup>0</sup>, 10, 12<sup>0</sup>, 12, 18) и группы НП (1<sup>0</sup>, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7<sup>0</sup>, 7, 8, 9, 10); танопчинской свиты – группы ТП (18, 20, 21, 22, 25) Залежи в этом комплексе обнаружены на Байдарацкой, Новопортовской, Нурминской, Ростовцевской, Среднеямальской, Хамбатеиской и Усть-Юрибейской площадях. Залежи в основном нефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Примечательно, что в этом комплексе сосредоточены все известные нефтяные залежи района [5].

5. Апт-альб-сеноманский. Представлен переслаиванием пачек глин и в различной степени алевритистых пластов песчаников (ТП1-ТП13) верхней подсвиты танопчинской свиты, морскими глинами яронгской свиты (120–340 м, нижний-средний альб) и преимущественно песчано-алевритовыми отложениями марресалинской свиты (500 м, верхний альб – сеноман, пласты ПК1–ПК10). В основном газоносны. Основной поток газа предполагается снизу за счет первоначальной вертикальной миграции из крупного очага его генерации, которым могли быть мощные толщи К1, J с преимущественно гумусовой органикой.

#### Литература

1. Воронов В.Н., Коркунов В.К., Ивашкева Д.А. Палеозойские рифогенные постройки – новые нефтегазопромысловые объекты Ямала // Геология нефти и газа, 1997. – № 6. – С. 4–9.
2. Кислухин В.И., Брехунцова Е.А., Шрейнер А.А. Особенности геологического строения верхенеюрских осадочных образований на полуострове Ямал // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений., 2003. – № 4–5. – С. 30–34.
3. Конторович А.Э., Сурков В.С. Геология и полезные ископаемые России. Западная Сибирь. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. – 477 с.
4. Максимов С.П., Самолетов М.В., Немченко Н.Н. и др. Палеозойский карбонатный комплекс – перспективный объект поиска залежей углеводородов на Ямале // Геология нефти и газа, 1987. – № 10. – С. 30–36.
5. Нестеров И.И. и др. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 140 с.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПИМЕНКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**С.А. Симонов, М.Ю. Кокорев**

Научный руководитель доцент В.В. Гусев

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

В работе с помощью количественного дифференциального термического и термогравиметрического анализа показана зависимость температуры выделения свободной поровой воды от пористости и проницаемости карбонатных пород-коллекторов Пименковского нефтяного месторождения. Данная зависимость была впервые отмечена А.М. Ивановым [1] на примере пород ряда месторождений Волго-Уральской провинции.

Определение проводилось для образцов керна, взятых с разной глубины и в различных местах указанного месторождения. Образцы готовили непосредственно перед проведением анализа. Измельчение пород проводили до полного просеивания частиц через сита с ячейкой 0,2×0,2 мм. Навеска пробы – 2,5–3,0 г. Дериватограммы записывали с помощью дериватографа Q-1500D с использованием платино-платинородиевой термопары, в интервале температур от 20 до 1000°C, в качестве эталонного вещества использовался оксид алюминия. Скорость нагрева образцов в основном составляла 5°C/мин (реже использовали режимы 2,5 и 10 °C/мин).

В ходе проведения работы было изучено как изменялись температуры, при которых удаляется вода, в зависимости от глубины забора образца (керна). Данные термического анализа сравнивались со значениями по пористости и проницаемости, определенными соответственно методами насыщения жидкости и методом фильтрации через образец газа [2]. С помощью термического и химического анализов также было показано, что во всех изученных образцах породы представлены в основном известняками, иногда с доломитами и прослоями глин [3].

Определенные нами температуры, находятся в хорошем соответствии с результатами, полученными А.М. Ивановым [1], укладываются на приведенные им кривые и подтверждают выявленные зависимости температуры выделения свободной воды от пористости в различных типах карбонатных пород.

Предложенный метод исследования позволяет достаточно быстро и точно оценить физические свойства пород и отнести их к породам-коллекторам или породам-покрышкам. Однако данный метод не дает возможности определения трещинной и кавернозной пористости. Поэтому при исследовании плотных пород для окончательных выводов требуется привлечение комплекса традиционных методов лабораторного определения фильтрационно-емкостных свойств керна.

#### Литература

1. Иванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 285 с.
2. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. / Под ред. В.И. Гороян, В.И. Петерсилье – М.: ВНИГНИ, 1978. – 68 с.
3. Иванова В.П., Касатов Б.К., Красавина Т.Н. и др. Термический анализ минералов и горных пород. – Л.: Недра, 1974. – 228 с.

**СТРОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ  $V_{10}$ ,  $V_{11}$  НА СЕВЕРНОМ СКЛОНЕ НЕПСКОГО СВОДА****А.С. Следина****Научный руководитель заведующий лабораторией С.А. Моисеев  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия**

Чаяндинская зона нефтегазоаккумуляции в административном отношении расположена на юго-востоке республики Саха (Якутия) и на западе Иркутской области.

В тектоническом плане территория приурочена к северо-восточному склону Непско-Ботуобинской антеклизы.

На данной территории к настоящему времени открыты Тымпучиканское, Чаяндинское, Талаканское, Верхнечонское, Вакунайское месторождения.

Разрез осадочного чехла сложен отложениями венда и всеми отделами кембрия. Продуктивными являются отложения терригенного венда, где выделяются продуктивные горизонты:  $V_5$  (парфеновский, ботуобинский),  $V_{10-11}$  (Верхнечонский-1, хамакинский),  $V_{13}$  (талахский, Верхнечонский-2),  $V_{14}$  (вилочанский).

С позиции обеспеченности запасами горизонт  $V_{10-11}$  является одним из наиболее значимых на Непско-Ботуобинской антеклизе. С ним связаны основные залежи на вышеперечисленных месторождениях.

В соответствии с решениями четвертого международного стратиграфического совещания 1989 года  $V_{10}$  на Верхнечонском, Тымпучиканском месторождениях рассматривается, как горизонт, имеющий единый стратиграфический уровень и близкие условия формирования.

Работой, выполненной в Институте нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ), удалось показать, что горизонт  $V_{10}$  в районе Талаканской и Нижнехамакинской площадей имеет принципиально различное строение и условия формирования и более древний возраст, чем горизонт на Верхнечонском, Вакунайском и Тымпучиканском месторождениях. Данный вывод основан на результатах детальной корреляции различных методов геофизической исследований скважин (ГИС) и литологического описания кернового материала, а также на основании детальных палеогеографических реконструкций.

На основе этих материалов доказывается, что горизонт, вскрытый на Нижнехамакинском месторождении, является более древним, чем на Верхнечонской площади. Этому более древнему горизонту был присвоен индекс  $V_{11}$ .

Разрез горизонта  $V_{11}$ , вскрытый скважинами на Талаканской, Нижнехамакинской и ряде других площадей, залегает на глинистых отложениях средней части паршинской свиты, толщина которой составляет 85–100 м, а перекрывается аргиллитами верхнепаршинской подсвиты толщиной от 10 до 100 м. Толщина пласта  $V_{10}$  изменяется от 20 до 55 м (рисунок). Горизонт  $V_{11}$  представлен неоднородным переслаиванием песчаных и глинистых пород. Анализ литологического и гранулометрического состава горизонта позволяет выделить в его разрезе ряд слоев (от 3 до 6), для которых характерна вертикальная сортировка гранулометрического состава. Каждый такой слой характеризуется четко выраженной подошвой, где залегают крупнозернистые гравелитистые песчаники, постепенно переходящие в аргиллиты, что можно наблюдать на кривых естественной радиоактивности пород. Песчаники, как правило, характеризуются массивной, реже линзовидной и наклонной, а аргиллиты – горизонтальной текстурой. Прослеживание отдельных слоев по площади при имеющейся сегодня плотности бурения весьма затруднительно. Часто в скважинах, расположенных на расстоянии 3–4 км друг от друга можно наблюдать, что суммарная толщина песчаников горизонта изменяется в несколько раз, а иногда песчаники полностью замещаются на аргиллиты. Так, в скважине 870 Талаканской площади, вскрывшей Тымпучиканский грабен, суммарная толщина песчаников составляет 40 м, а в соседней с ней скважине 827 Талаканской площади уменьшается до 28 м.

Горизонт  $V_{10}$  выделяется во внутренних районах антеклизы (Верхнечонское, Тымпучиканское, Чаяндинское месторождения) (рисунок). На большей части рассматриваемой территории эти песчаники залегают на глинистых отложениях средней части паршинской свиты, на севере Верхнечонского и Тымпучиканского месторождений – на талахском горизонте, а еще севернее – на породах кристаллического фундамента.

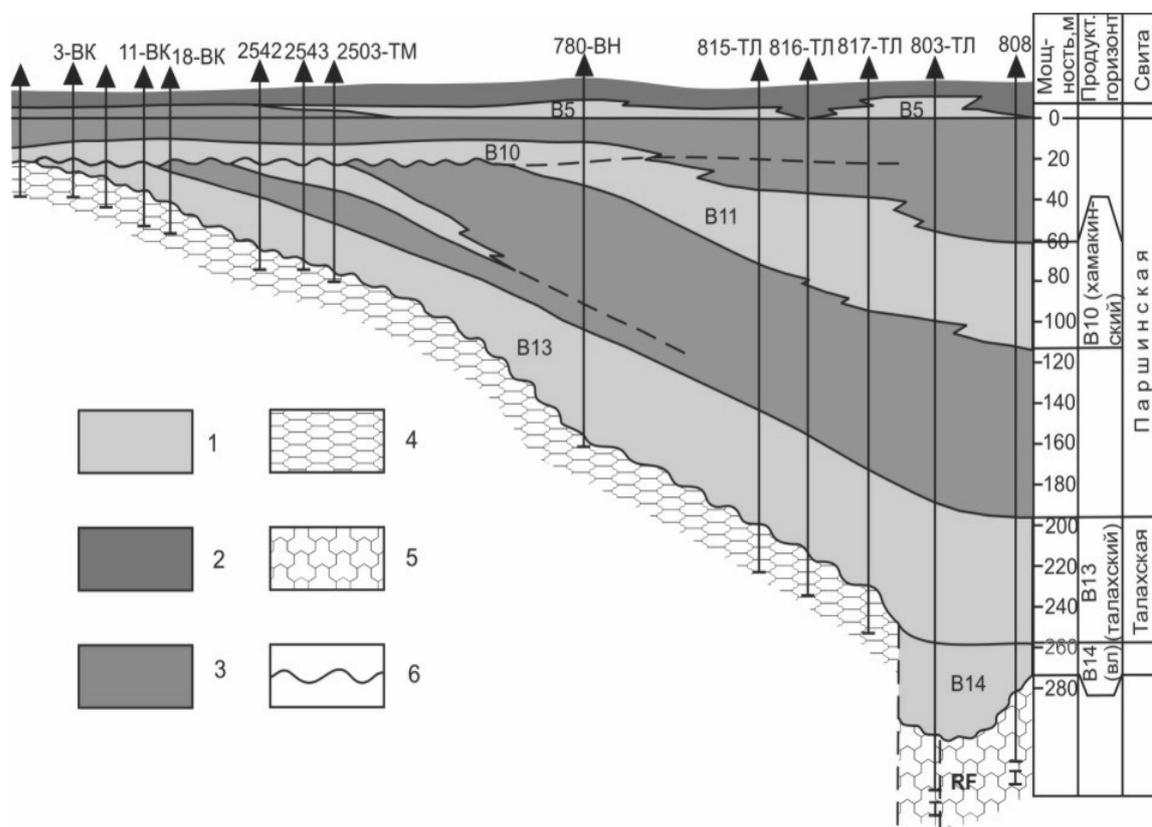
В литологическом отношении пласт  $V_{10}$  представлен кварц-полевошпатовыми песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов толщиной до 1–2 м, при этом содержание кварца составляет 70–90 %, полевых шпатов 5–10 %, слюды 0,5 %.

В целом для горизонта характерно трехчленное строение. Нижняя часть горизонта представлена переслаиванием разномасштабных, преимущественно крупнозернистых и гравелитистых песчаников до гравелитов, с тонкими линзовидными прослоями мелкозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Средняя часть горизонта представлена мелкозернистыми, реже среднезернистыми глинистыми песчаниками. Верхняя часть горизонта представлена разномасштабными (от мелко- до среднезернистых) песчаниками с линзовидными и горизонтальными прослоями аргиллитов и алевролитов, иногда с включениями крупнозернистых разностей песчаников. В разрезе горизонта  $V_{10}$  данного типа наблюдается закономерное уменьшение зернистости снизу вверх с постепенным переходом песчаников в аргиллиты вышележащих отложений.

Кроме выявленных закономерностей изменения гранулометрического состава по разрезу, здесь отчетливо прослеживаются изменения зернистости песчаников и по площади. В частности, анализ распределения зернистости, проведенный на Верхнечонском и Тымпучиканском месторождениях, позволяет отчетливо выделить зоны, характеризующиеся разной степенью глинистости песчаников пласта  $V_{10}$ , достигающей иногда (скважина 49) полной его глинизации. Южнее Верхнечонского и Тымпучиканского месторождений можно наблюдать общую закономерность уменьшения зернистости песчаников. Так, в разрезе горизонта на Верхнечонской площади преобладают мелко- и среднезернистые песчаники с ограниченным содержанием

крупнозернистых разностей, а на Талаканской, Нижнехамакинской и других площадях, расположенных на юго-восточных склонах антеклизы, этот песчаник уже полностью замещается на глинистые отложения.

Увеличение содержания глинистого цемента характерно преимущественно для мелкозернистого, глинистого песчаника. Вторичная цементация (галитизация и ангидритизация) в наибольшей степени проявляется в песчаниках с повышенными медианными значениями зернистости, а в южной части Верхнечонского и Тымпучиканского месторождений – в виде зоны сплошной галитовой цементации. Анализ структурных особенностей песчаников пласта  $B_{10}$  позволил выделить в Верхнечонском и Тымпучиканском районах зоны палеопотоков. К этим участкам приурочены преимущественно среднезернистые песчаники с первичной пористостью до 18–20 %. Но на сегодня эти песчаники, как правило, засолены и обладают низкой пористостью.



**Рис. Палеопродольный разрез на конец паршинского времени по линии скважин Вакунайская 1 – Талаканская 808**  
**Продуктивные горизонты:** хм – хамакинский, тл – талахский, вл – вилючанский, B5 – ботубунский  
**Площади:** ВК – Вакунайская, ТМ – Тымпучиканская, ВН – Верхнечонская, ТЛ – Талаканская  
**1 – продуктивные горизонты, 2 – карбонатные породы, 3 – глинистые породы, 4 – породы фундамента, 5 – рифей, 6 – стратиграфический несогласия**

Таким образом, пласт  $B_{10}$ , из-за палеогеографических условий формирования и постседиментационного преобразования не может рассматриваться в качестве коллектора в полном его объеме. При этом только в единичных скважинах горизонт сложен песчаниками на 60–70 % его толщины, в основном же коэффициент песчаности составляет 0,4–0,5. Пористость песчаников горизонта изменяется от 2–5 до 22 %.

Выявленные закономерности горизонта  $B_{10-11}$  дают основания утверждать, что выделенные горизонты, как говорилось ранее, являются принципиально различными. Основываясь на данном заключении, можно сказать, что поисковые и разведочные работы, проводимые для выявления залежей в том или ином горизонте, должны иметь свои принципиальные особенности.

К примеру, если для поисков залежей в пласте  $B_{11}$  мы можем использовать современные методы сейсморазведки из-за относительно высоких мощностей горизонта, то для поисков залежей в горизонте  $B_{10}$  методы сейсморазведки, вероятнее всего, будут мало эффективны.

**НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФАЦИИ И ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЕ****Ю.В. Соболев, М.А. Чабаяева, А.А. Грек**

Научный руководитель доцент В.В. Гусев

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия*

Неравномерность распределения скоплений нефти и газа в осадочной оболочке Земли издавна вызывала споры у исследователей о закономерностях образования скоплений углеводородов в осадочных бассейнах.

Одной из наиболее популярных в настоящее время гипотез образования углеводородов (УВ) является осадочно-миграционная модель. Согласно этой модели одним из главных условий формирования залежи нефти или газа является формирование нефтематеринских пород, имеющих высокое содержание неокисленного органического вещества (ОВ). Для формирования таких пород благоприятными являются фации мелководно-морские, прибрежно-морские, возможно фации шельфовых апвеллингов, континентальных подножий, озерные и некоторые другие.

Однако развитие теории тектоники плит и применение ее к проблеме нефтегазоаккумуляции позволило ряду исследователей (В.Б. Ханн, Б.А. Соколов, В.П. Гаврилов, А.А. Абидов и др.) [1–9] рассмотреть данную проблему под несколько другим углом зрения. Так, по данным Г.Ф. Ульмишека и Г.Д. Клемме, основными стратиграфическими интервалами, содержащими нефтематеринские породы, являются: мел (29 %); верхняя юра (25 %); верхний олигоцен – миоцен (12,5 %); силур (9 %); нижняя пермь и верхний девон – нижний карбон (по 8 %) [10].

Рассматривая факторы, определяющие это распространение (по площади и по разрезу), авторы ставят на первое место климат (палеошироты), затем тектоническую обстановку и, наконец, эволюцию биоты. Тектонический фактор они рассматривают в развитии: для силурийских и верхнедевонских материнских толщ это платформы, для пенсильванских (C<sub>2-3</sub>) и нижнепермских – герцинские передовые прогибы и глубокие впадины с утоненной или отсутствующей континентальной корой, часто сформированные над рифтами; верхнеюрские и меловые нефтематеринские толщи приурочены преимущественно к подобным впадинам, а верхнеолигоценные – миоценовые – снова к передовым прогибам, теперь альпийским, а также к дельтам, приобретшим подобное значение, по мнению этих авторов, только в кайнозое. Роль эволюции органического мира в данном исследовании отмечается впервые.

Наряду с поиском нефтематеринских пород и тектонических причин генерации углеводородов из них, некоторые исследователи допускают возможность неорганического синтеза углеводородов в определенных тектонических зонах.

## Литература

1. Абидов А.А. История развития земной коры в фанерозое и размещение нефтегазоносных провинций в литосферных плитах // *Узбекский геологический журнал*, 1990. – № 4. – С. 76–78.
2. Гаврилов В.П. Современные тенденции в геологии нефти и газа // *Геология нефти и газа*, 2005. – № 4. – С. 3–8.
3. Геология и геохимия нафтидов / Под ред. М.К. Калинко – М.: Недра, 1987. – 211 с.
4. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. / Под ред. Н.И. Марковского – М.: Недра, 1989. – 101 с.
5. Роль палеоклимата в прогнозах нефтеносности крупных регионов / Под ред. Л.А. Назаркина – Саратов, 1955. – 146 с.
6. Тамразян Г.П. Геотектонические и палеогеографические условия, благоприятствующие нефтегазообразованию и нефтенакоплению // *Доклады АН АзССР*, 1955. – Т. 11. – № 5. – 327–334 с.
7. Тамразян Г.П. Общепланетарное полукольцо концентрации крупнейших угольных бассейнов мира // *Доклады АН АзССР*, 1987. – Т. 43, № 12. – с. 44 – 46.
8. Ханн В.Б. Главные пояса нефтегазообразования Земли // *Вести Московского государственного университета. Современная геология*, 1970. – № 1. – С. 66–71.
9. Ханн В.Б., Соколов Б.А. Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли // *Современная геология*, 1984. – № 7. – С. 49–60.
10. Oepositional controls, distribution and effectiveness of World's petroleum source rocks // *Research Conference on Petroleum potential of sedimentary basins – methods, techniques and approaches* / Под ред. G.F. Ulinihek, H.D. Klemme – Leesburg Virginia, 1988. – P. 2–3.

**ОБОСНОВАНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЕСЧАНОГО ПЛАСТА Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> НА СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

**Я.А. Сычева**

Научный руководитель старший преподаватель В.А. Чеканцев

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Достоверность определения положения водонефтяного контакта (ВНК) зависит от точности подсчета запасов и выбора интервалов перфорации в эксплуатационных скважинах. Наиболее тщательно должно быть установлено положение водонефтяного контакта в пологих структурах с небольшой высотой залежи нефти. Для примера рассмотрим Средне-Нюрольское месторождение, которое было открыто в 1965 году, но до сих пор отсутствует достоверная модель залежи нефти в песчаном пласте Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>. На сегодняшний день ВНК на этом месторождении условно принят на абсолютной отметке – –2340 м.

К факторам, затрудняющим определение положения ВНК, относятся:

- отсутствие качественных результатов раздельных испытаний пропластков;
- недостаточное количество скважин, вскрывших ВНК;

- наличие в песчаниках тонких прослоев глин;
- терминологическая неоднозначность определения понятия ВНК;
- сложное строение ВНК.

Поверхности ВНК могут иметь и более сложную форму на отдельных участках залежи выше или ниже среднего положения. Форма контакта зависит от величины напора и направления движения пластовых вод, неоднородности продуктивности пластов и других факторов. По данным редкой сетки разведочных скважин мы можем с достаточной степенью точности определить только горизонтальное положение ВНК.

Особенно эта проблема стала весьма актуальной в связи с построением трёхмерных детальных геологических моделей для проведения гидродинамических расчётов. Неоднозначность определения ВНК привела к разрыву между физическим понятием ВНК и практической реализацией отбивки его положения в скважине и анализа его по площади залежи. Наиболее адекватно отражает практическую значимость условной границы раздела между нефтью и водой определение [3]: ВНК – граничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, т. е. выше которой из пласта получают промышленный приток нефти с водой. Из этого определения ВНК следует, что выше ВНК во всех коллекторах величины коэффициента нефтенасыщенности больше граничных значений ( $K_n \geq K_n \text{ гр.}$ ), притоки нефти имеют промышленное значение. При этом  $K_n \text{ гр.}$  не является константой для залежи, а меняется в зависимости от емкостных и фильтрационных свойств коллекторов. Исходя из этого понятия ВНК, строятся статические геологические модели и считаются геологические запасы углеводородов (УВ). При проведении гидродинамического моделирования появляется динамическое понятие контакта между нефтью и водой, которое соответствует уровню появления подвижной нефти при используемой технологии добычи. Это значит, что выше гидродинамического ВНК  $K_n > K_{n0}$ . В фильтрационных моделях ниже ВНК величины  $K_n$  ( $K_{n0}$ ) приравняются 0 ( $K_v=1$ ). Это не соответствует реальному изменению  $K_n$  ( $K_{n0}$ ) ниже ВНК: нефтенасыщенность равна нулю на уровне зеркала чистой воды, который расположен ниже геологического ВНК с  $K_n = K_n \text{ гр.}$

В данной работе мы принимаем за ВНК условную границу, ниже которой получаем воду с плёнкой нефти.

Определение положения ВНК нами рассматривается по залежи нефти Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> Средне-Нюрольского месторождения (рисунок). Промышленная нефтеносность на Средне-Нюрольском месторождении установлена только в отложениях васюганской свиты верхней юры (горизонт Ю<sub>1</sub>). Нижняя часть горизонта включает основной нефтегазоносный пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, сложенный песчаниками с маломощными прослоями алевролитов и аргиллитов. Эффективная толщина пласта меняется (5–22 м). Залежь нефти Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> пластовая, сводовая с большой водоплавающей частью. Размеры залежи в пределах принятого ВНК составляют 10х4 км. Высота залежи в среднем по площади составляет 40 м.

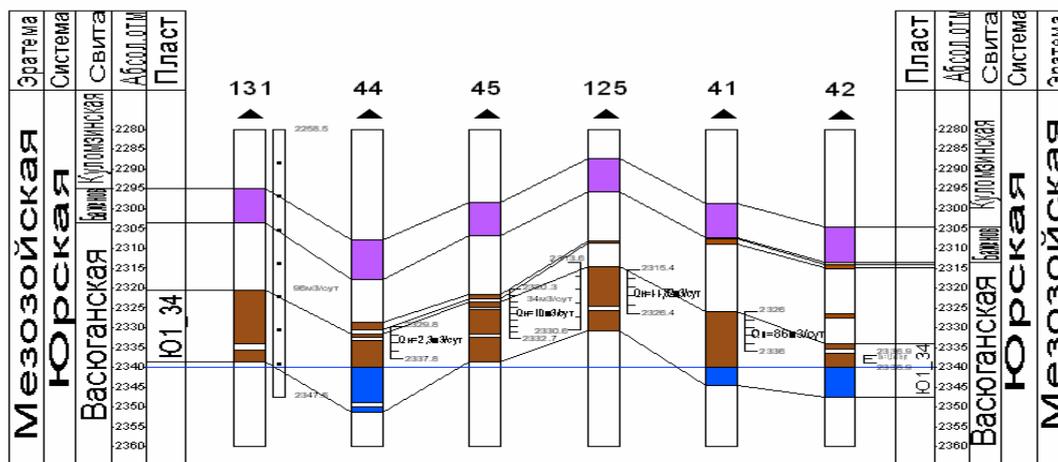


Рис. Схема опробования по линии скважин 131-44-45-125-41-42

Для определения положения ВНК на Средне-Нюрольском месторождении были проанализированы: описание керна; интерпретация геофизических исследований скважин (ГИС); результаты испытаний разведочных скважин. Для составления схемы обоснования ВНК были подобраны скважины, дающие информацию о начальном положении контакта. Это скважины расположенные в водонефтяной части залежи – 41, 42, 44 и 45, а также в продуктивной части пласта – 125 и 131. Принятое значение ВНК по залежи – абсолютная отметка = –2340 м.

В тоже время в скважине 42 был перфорирован пласт в интервале абсолютных отметок –2336,9–2338,9 и получено 1,2 м<sup>3</sup>/сут нефти и 1,2 м<sup>3</sup>/сут воды. В скважине 44 из интервала абсолютных отметок –2329,8–2337,8 был получен совместный приток нефти с водой на трехмиллиметровом штуцере с дебитом 2,3 м<sup>3</sup>/сут. После изоляции интервала абсолютных отметок –2334,8–2337,8 скважина стала работать с безводной нефтью. В скважине 131 из пласта вскрытого на абсолютных отметках –2320,6–2338,5 получено на штуцере диаметром 12 мм 96 м<sup>3</sup>/сут нефти и 9,4 м<sup>3</sup>/сут воды. Скважина оборудована хвостовиком с щелевым фильтром. Эти данные

могут свидетельствовать о том, что ВНК находится на более высокой гипсометрической отметке, чем считалось ранее. Судя по результатам испытаний скважин ВНК находится выше принятого ВНК приблизительно на абсолютной отметке –2337 м.

Таким образом, на Средне-Нурольском месторождении залежь нефти характеризуется обширной водонефтяной зоной, площадь которой составляет 81 % от общей площади залежи. Поэтому изменение положения ВНК может существенно повлиять на оценку запасов. Для оценки этого влияния нами была создана геологическая модель залежи в программном комплексе ROXAR и оценены запасы с разным положением ВНК. В результате исследований запасы уменьшились приблизительно на 2000 тыс. т.

#### Литература

1. Жданов М.А. Нефтепромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
2. Иванова М.М., Чоловский И.П., Дементьев Л.Ф. Нефтепромысловая геология и основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1985. – 420 с.
3. Терминологический справочник. Нефтегазопромысловая геология // Под. ред. М.М. Ивановой. – М.: Недра, 1983.
4. Билибин С.И., Дьякова Т.Ф., Гаврилова Е.М., Исакова Т.И., Истомин А.А., Юканова Е.А. Особенности современного подхода к подсчёту геологических запасов месторождения нефти и газа на основе 3-х мерной модели // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 10. С. 17–19.

### ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ КОВЫКТИНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

**В.В. Тверитина**

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.А. Конторович  
*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

Настоящая работа посвящена изучению структурных особенностей и анализу влияния тектонических процессов на формирование Ковыктинской зоны газонакопления.

Основой для проведения исследований являются 65 сейсмических профилей общей протяженностью 3161,34 км и данные глубокого бурения. Общая площадь исследуемой территории составила 8500 км<sup>2</sup>, средняя плотность сейсмических наблюдений – 0,37 км/км<sup>2</sup>. Район исследований расположен в юго-восточной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области, вблизи зоны ее сочленения с Предпатомской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО). Платформенный чехол этой территории сложен отложениями позднего докембрия и палеозоя. Ковыктинское месторождение наряду с Юрубчено-Тохомским является крупнейшим в пределах Сибирской платформы. Обоснованием для постановки на объекте глубокого бурения послужило выявление в 1978 г. сейсморазведочными работами методом общей глубинной точки (МОГТ) Ковыктинского поднятия. По данным предыдущих исследований залежь газа приурочена к моноклинали. Месторождение было открыто в 1986 г. параметрической скважиной 281. Газоконденсатная залежь выявлена в пласте П<sub>2</sub>, слагающем нижнюю часть парфеновского горизонта чорской свиты. Парфеновский горизонт распространен на территории месторождения повсеместно и представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность его увеличивается с юга-запада на северо-восток от 40 до 80 м.

В процессе работы были выполнены следующие виды исследований:

- создан банк данных сейсмогеологических материалов (сейсмические материалы, каротажи, испытания, петрофизические свойства);
- выполнена систематизация материалов по стратиграфии, тектоническому и нефтегазоносному районированию;
- в интерпретационном пакете GeoSeism Института нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) СО РАН создан сейсмогеологический проект;
- осуществлена корреляция реперных отражающих горизонтов, контролирующих сейсмогеологические мегакомплексы;
- построен набор карт изохрон, структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов по вендским и кембрийским отражающим горизонтам.

**Характеристика отражающих горизонтов.** *Отражающий горизонт М*, стратиграфически приуроченный к кровле чорской свиты, является наиболее глубокозалегающим среди закартированных в рамках проведенных исследований. Он характеризуется достаточно высокой амплитудой и надежно прослеживается на временных сейсмических разрезах. *Горизонт А*, который приурочен к кровле осинского горизонта, обладает самым высоким энергетическим уровнем и является наиболее надежным сейсмическим репером в исследуемом районе. Качество прослеживания волны, сформировавшейся на пачке высокоскоростных известняков осинского горизонта, соизмеримо с качеством прослеживания отражающего горизонта П<sup>а</sup>, сформированным на пачке аномально низкоскоростных пород баженовской свиты и являющимся наиболее надежным сейсмическим репером на территории Западной Сибири. *Отражающий горизонт К*, стратиграфически приуроченный к кровле нижнесреднебельской подсвиты, формируется на положительной акустической границе и прокоррелирован по положительной фазе волны. *Горизонт Н<sub>3</sub>* формируется на пачке карбонатов, залегающих в нижней части верхнеангарской подсвиты. *Отражающие горизонты Н<sub>1</sub> и Н<sub>2</sub>* приурочены, соответственно, к подошве и кровле литвинцевской свиты. Все эти отражающие горизонты обладают достаточно высокими энергетическими уровнями в пределах большей части района исследований.

**Структурная характеристика.** Методика построения карт была выполнена по стандартной технологии с использованием пакета SURFER, а также разработанных в ИНГГ СО РАН программных комплексов GridBilder,

GridMaster. Значения  $t_0$ , снятые с временных разрезов были трансформированы в сеточные модели карт изохрон. Построение карт средних скоростей осуществлялось с использованием данных сейсмокаротажа и обратного каротажа. Структурные карты, являющиеся одним из основных геологических документов, были получены путем произведения сеточных моделей изохрон и средних скоростей. В процессе проведенных исследований был построен набор структурных карт по венд-кембрийским отражающим горизонтам: М, А, К, Н1, Н2, Н3 и карты изопахит контролируемых ими сейсмкомплексов, которые послужили основой для анализа истории тектонического развития территории. В рамках проведенных исследований на базе анализа структурной карты по кровле осинского горизонта было осуществлено построение детальной схемы тектонического строения рассматриваемой территории, согласно которой Ковыктинское месторождение приурочено к зоне, представляющей не региональную моноклинал, полого погружающуюся в северо-западном направлении, как это считалось ранее, а к относительно крупной приподнятой зоне – Ковыктинскому мегавыступу. Площадь мегавыступа превышает 9000–10000 км<sup>2</sup>, что отвечает по размерам структуре I порядка. В рельефе осинского горизонта мегавыступ ограничен на отметках минус 1820–1840 м. В пределах структуры I порядка получили развитие два крупных приподнятых блока – Оолгинский вал и Ковыктинское мезоподнятия, ограниченные в рельефе горизонта А на абсолютной отметке минус 1780 метров. В структурном плане осинского горизонта также отчетливо проступают более мелкие тектонические элементы, структуры III–IV порядков, осложняющие Ковыктинский мегавыступ.

Структурные планы более древних отложений чорской свиты и продуктивного пласта  $P_2$  несущественно отличается от структурного плана осинского горизонта. Здесь также отчетливо выделяется Ковыктинский мегавыступ и наиболее крупные осложняющие его структуры – Оолгинский вал и Ковыктинский мезоподнятия, ограниченные на абсолютных отметках минус 2200 и 2160 соответственно. При этом в целом сохраняются и амплитуды структур. Подобие вышеупомянутых структурных поверхностей свидетельствует о том, что эти стратиграфические уровни пережили влияние одних и тех же тектонических процессов, а во время их формирования существенных перестроек структурного плана не происходило.

Анализ структурной поверхности ниже- среднебельской подсвиты позволил сделать вывод о том, что, повторяя в целом очертания нижезалегающих горизонтов, эта поверхность существенно более дифференцирована. Так, перепад глубин залегания этих отложений составляет 300 метров, в то время как диапазон абсолютных отметок осинского горизонта не превышал 200 метров. В рельефе среднебельской подсвиты намечается тенденция к опусканию северной части Оолгинского вала и его «замыканию», увеличиваются амплитуды ряда локальных депрессий, а на севере территории происходит разворот структур в северо-западном направлении. Все эти особенности проявляются еще ярче в рельефе вышележащих горизонтов.

**История тектонического развития.** В рамках проведенных исследований для восстановления истории тектонического развития территории были построены карты изопахит, характеризующие распределения толщин сейсмогеологических комплексов по площади. Зоны увеличенных толщин отвечают участкам, испытывающим тенденцию к относительному погружению во время формирования отложений комплексов и наоборот. Таким образом, характер изменения толщин мегакомплексов по площади позволяет оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития. Расчет карт изопахит осуществлялся в пакете Surfet путем вычитания структурных поверхностей.

Выполненный анализ показал, что на протяжении кембрийского времени Ковыктинская зона развивалась не унаследовано и не спокойно, а испытала влияние активных тектонических процессов, нередко носивших инверсионный характер. Так, в ряде случаев зонам, соответствующим в плане наиболее ярко выраженным контрастным положительным тектоническим палеоструктурам, которые испытывали тенденцию к росту на протяжении всего ранне- среднекембрийского времени, в современном рельефе соответствуют контрастные палеодепрессии. Это свидетельствует о том, что в постсреднекембрийское время на рассматриваемой территории происходили активные тектонические процессы, существенно повлиявшие на современное строение Ковыктинского месторождения. Анализ временных разрезов также позволяет выделить на рассматриваемой территории серию разновозрастных разрывных нарушений, как проникающих в нижний кембрий, так и секущих всю ниже- среднекембрийскую толщу пород.

## **МОДЕЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВЕРХ-ТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**К.С. Третьякова**

**Научный руководитель старший научный сотрудник С.Ю. Беляев  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия**

Верх-Тарское месторождение расположено в Северном районе Новосибирской области, вблизи границы с Томской и Омской областями. Оно является самым крупным нефтяным месторождением в Новосибирской области с балансовыми запасами в 51 млн. т. и извлекаемыми запасами 24,5 млн. т. нефти [1]. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Верх-Тарское месторождение находится в Межевском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. В тектоническом отношении территория месторождения приурочена к Верх-Тарской локальной структуре, которая осложняет положительную полузамкнутую структуру I порядка – Межевский структурный мегамыс. Поисковое бурение на Верх-Тарской структуре начато в 1970 г. Первооткрывательницей месторождения явилась поисковая скважина № 1, заложенная в своде структуры [2].

Целью работы является восстановление истории тектонического развития территории месторождения и генерации углеводородов. Объект исследования – мезозойско-кайнозойский чехол. Разрез месторождения представлен отложениями юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов. В мезозойско-кайнозойском разрезе преобладают песчаники, алевролиты, глины и лишь малую часть составляют

угленосные отложения. Доюрские отложения вскрыты пятью скважинами; они представлены известняками среднедевонского возраста, прорванными диабазами и базальтовыми порфиридами. Мощность отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла составляет 2697–2742 м [2].

На месторождении выявлено две залежи нефти в пластах М и Ю<sub>1</sub>. Основным продуктивным пластом является Ю<sub>1</sub>. Он приурочен к верхней части васюганской свиты верхней юры и залегает на глубинах от 2444 м до 2529 м. Общая мощность пласта изменяется от 7 до 26 м. Нефтеносный пласт сложен песчаниками и крупнозернистыми алевролитами с небольшими по мощности прослоями аргиллитов. Пласт формировался в морских, прибрежно-морских условиях. Покрышки залежи служат глинистые породы (аргиллиты) георгиевской, баженовской и куломзинской свит (верхняя юра – нижний мел).

Залежь пласта М приурочена к контакту осадочных пород тюменской свиты с доюрскими образованиями. Пласт представлен выветрелыми известняками, корой выветривания.

Чтобы детально расшифровать современную структуру месторождения были построены сеточные модели структурных карт по 19 выделенным уровням и карт толщин отложений, заключенных между уровнями. Основным фактическим материалом для структурных построений являлся каротаж по скважинам. Исследования проводились на небольшом по площади участке, с высокой детальностью (масштаб 1:2000). Территория исследования охватывает, кроме Верх-Тарской площади, частично Бергульскую, Малоичскую, Межевскую и Надеждинскую площади.

В рельефе кровли доюрского комплекса в центральной части исследуемого участка по замыкающей изогипсе минус 2700 выделяется Верх-Тарское локальное поднятие. Структура осложнена тремя куполами. Амплитуды северного, центрального, южного куполов составляют 144 м, 158 м и 98 м соответственно. В кровле пешковской свиты площадь локального поднятия значительно уменьшается, и выделяются только северный и центральный купола, амплитуда которых равна 23 и 37 м. Исследуемое поднятие оконтурено на глубине 2580 м. В рельефе кровли нижнетюменской подсвиты площадь поднятия увеличивается, оно приобретает линейную форму и вытянуто в субмеридиональном направлении. Структура контролируется изолинией минус 2615 м. Амплитуда северного купола равна 58 м, а центрального – 72 м. В кровле тюменской свиты Верх-Тарское локальное поднятие оконтурено по изогипсе минус 2455 м. Поднятие, вытянутое с северо-запада на юго-восток, состоит из двух куполов: северного и центрального. Центральный купол выражен более явно, его амплитуда – 69 м. Амплитуда северного купола меньше, она составляет 51 м. Структурный план кровли нижневасюганской подсвиты существенно не меняется. Верх-Тарское локальное поднятие выделяется на глубине 2430 м. В отличие от вышеописанного структурного плана, в кровле васюганской свиты Верх-Тарское локальное поднятие имеет трехкупольное строение (по изолинии минус 2355 выделяется южный купол). Структура контролируется изогипсой минус 2370 м. Амплитуда южного купола составляет 27 м, центрального – 63 м и северного – 41 м. В кровле георгиевской свиты структура Верх-Тарского локального поднятия несколько меняется: отчетливо проявляется центральный и южный купола, а северный приобретает моноклинальное строение. В целом структура выделена на глубине 2345 м. Амплитуда центрального купола составляет 53 м, а южного – 25 м. В рельефе кровли баженовской свиты изменения структурного плана не наблюдается. Локальное поднятие выделено на глубине 2320 м. Амплитуды центрального и южного куполов составляют соответственно 59 м и 27 м. Структурный план кровли куломзинской свиты изменяется существенно. Площадь выделенного на глубине 2100 м локального поднятия существенно уменьшается, хотя ориентировка его остается прежней. Центральный купол в структуре Верх-Тарского локального поднятия выражен явно (по изолинии 2100 м). Его амплитуда сокращается до 33 м. Южный купол Верх-Тарского локального поднятия дугообразной седловиной отделен от Бергульского локального поднятия. В кровле тарской свиты выделен только центральный купол по изолинии минус 2025 м, его амплитуда составляет 37 м. Локальное поднятие имеет округлую форму. В кровле киялинской свиты наблюдается незначительная перестройка структурного плана. Верх-Тарское локальное поднятие приобретает полузамкнутый характер (структурный мыс). Центральный купол с амплитудой 20 м выделен на глубине 1365 м. Выше по разрезу Верх-Тарское поднятие в пределах территории исследования становится западным склоном более крупной положительной структуры. В кровлях кузнецовской, ганькинской, талицкой и люлинворской свит рельеф более расчленен. Выделяются отдельные локальные впадины и поднятия с амплитудой от 5 до 10 м, а в рельефе кровли талицкой свиты они увеличиваются до 15–18 м.

Таким образом, анализ построенных сеточных моделей структурных карт показал, что Верх-Тарское локальное поднятие в современном структурном плане имеет купольное строение (на средне-, верхнеюрском уровнях), а в кровле покурской свиты (нижний мел) территория имеет моноклинальное строение с наклоном с северо-востока на юго-запад.

В настоящее время, в связи с интенсивным развитием компьютерных технологий в геологии нефти и газа, моделирование различных объектов получило широкое распространение. Для того, чтобы более детально проанализировать тектоническое развитие и процессы генерации, эмиграции, на территории исследования было выполнено одномерное моделирование.

Для моделирования процессов нефтеобразования использован программный пакет «Genex». Для моделирования выбраны 24 скважины, которые расположены в пределах Верх-Тарской локальной структуры. По этим скважинам были составлены специальные базы данных для моделирования. Вертикальный разрез по всем скважинам был расчленен на 19 горизонтов.

В базе данных приводятся глубины залегания выделенных горизонтов, их литологический состав, информация о палеобатиметрии, тепловом потоке, обстановках осадконакопления, характеристики нефтематеринских свит, а также данные об отражательной способности витринита. Глубины залегания выделенных горизонтов, их литологический состав с определением процентного соотношения между песчаниками, алевролитами, глинами и углями в пределах выделенных интервалов разреза определялись по каротажу скважин (ПС, КС, ГК). Для восстановления верхней части разреза (ввиду отсутствия данных геофизических исследований скважин (ГИС)) был применен метод аналогий. Все остальные данные были взяты с

сеточных моделей карт (температурных, палеогеографических, степени катагенеза) из опубликованной и фондовой литературы. После составления и занесения баз данных в программный пакет «Genex» проводились вычисления, в результате чего была получена серия графиков, характеризующих различные параметры тектонической и нефтяной истории.

Таким образом, была реконструирована динамика погружения отложений, определено время вхождения баженовской нефтематеринской свиты в главную зону нефтеобразования, проанализировано изменение пористости отложений с глубиной и во времени, проведен анализ температурной истории разреза в скважинах, скорости седиментации, количественно определены объемы генерации и эмиграции углеводородов из баженовской свиты, время формирования ловушек.

В результате на основе данных, полученных при моделировании, восстановлена история тектонического развития территории месторождения, нефтяная история и это позволяет выделить на Верх-Тарском месторождении районы, различающиеся в деталях строения.

#### Литература

1. Бондарь Т. Нефть местного значения // Нефть России, 2006. – № 1. – С. 51–53.
2. Геологическое строение и полезные ископаемые Западной Сибири Т. II. Полезные ископаемые. / Под ред. Н.А. Рослякова, В.Г. Свиридова. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – 254 с.

### **БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНО-МАЛОБАЛЫКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

**К.А. Удод**

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Работа посвящена актуальному вопросу – оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих юрских отложений Западно-Малобалыкского месторождения, на котором в настоящее время завершается эксплуатация малоглубинных продуктивных горизонтов меловых отложений.

По состоянию на 2004 год в пределах лицензионного участка Западно-Малобалыкского месторождения по пластам ачимовской толщи, являющейся основным эксплуатационным объектом, запасы нефти резко сократились.

Необходимость изучения нефтеносности Западно-Малобалыкского месторождения на более глубокие горизонты очевидна, поэтому целью данной работы является изучение и оценка перспектив нефтеносности нижних горизонтов юрских отложений.

Оценка нефтегазоносности проводится с позиции изучения вещественного состава пород юрских горизонтов, представленных на месторождении керном четырех глубоких скважин.

Представленная работа является результатом продолжительных исследований и, по сути, завершает предыдущие геологические исследования, которые включали в себя литологические, петрографические и геохимические исследования.

Литологические, петрографические, минералогические и геохимические особенности пород юрских отложений подробно освещены в предыдущих работах, поэтому более детально в настоящей работе будет приведена битуминологическая характеристика пород.

Для изучения особенностей битуминозности отложений исследуемых скважин использовался люминесцентно-микроскопический метод. Исследования проводились в ультрафиолетовом свете в шлифах в проходящем свете и в пришлифовках при освещении сверху. При изучении пород проводился анализ характера и интенсивности свечения, особенностей распределения битумоидов, оценивалось приблизительное количество битумоидов.

Скважиной 31 изучены отложения, вскрытые в интервале 2929,40–3353,00 м. Разрез представлен серыми с буроватым оттенком мелко-среднезернистых песчаниками с аргиллитами и серыми алевролитами.

Во всех изученных образцах отмечаются следы миграции битумоидов. В целом содержание битумоидов среднее (0,04–0,06 %). Эпибитумоиды распределены в порах и насыщают цементирующую массу песчаников. В средней части разреза (глубина 3270,0–3280,5 м.) выделяется интервал с высокими и очень высокими концентрациями битумоидов (0,08 % и более). Преобладают битумоиды маслянисто-смолистого состава (желто-бурое, светло-бурое свечение), с облегчением состава до маслянистого (светло-желтое свечение) в верхней части интервала. В интервале глубин 3287,0–3295,0 породы представлены светло-серыми песчаниками с глинисто-карбонатным цементом. Битумоиды преимущественно маслянисто-смолистого состава (желто-бурое, светло-бурое свечение) насыщают поры и пропитывают цементирующую массу (содержание 0,04–0,06 %), частично эпибитумоиды законсервированы. Этот интервал представляется менее эффективным в отношении нефтегазоносности.

Скважиной 32 изучены отложения, вскрытые в интервале 2908,00–3100,0 м. Разрез представлен переслаиванием серых с буроватым оттенком среднезернистых песчаников и алевропесчаников, серых аргиллитов и алевролитов. Изучение пород в ультрафиолетовом свете показало повсеместное наличие следов миграции битумоидов. Преобладающий состав битумоидов маслянисто-смолистый (желто-бурое, светло-бурое свечение), реже отмечается маслянистый (светло-желтое свечение) и легкий (бледно-голубое свечение).

Битумоиды приурочены к порам и цементирующему веществу в алевропесчаниках и песчаниках. Реже отмечается трещинные и пятнистые структуры и текстуры распределения эпибитумоидов. В алевролитах преобладают неравномерно-рассеянное битуминозное вещество маслянисто-смолистого состава. В аргиллитах

нефтематеринской свиты встречаются преимущественно маслянистые битумоиды равномерно-рассеянной текстуры.

Содержание битумоидов в целом по разрезу среднее (0,04–0,06 %). Отмечаются два интервала с высокими и очень высокими концентрациями битумоидов. В интервале глубин 2940,00–2949,20 м вскрыты серые алевролиты и алевропесчаники с углефицированными растительными остатками, содержание битумоидов более 0,08 %. Состав битумоидов преимущественно маслянисто-смолистый, к верхней части пласта отмечается облегчение состава битумоидов до маслянистого (желтое свечение). Эпибитумоиды снизу ограничиваются комковатыми аргиллитами. В интервале глубин 3010,70–3022,0 м породы представлены переслаиванием серых аргиллитов с содержанием битумоидов 0,06–0,08 % маслянистого состава (желтое свечение) и средне-зернистых бурых песчаников с запахом углеводородов, содержащих более 0,08 % битуминозного вещества. В песчаниках отмечается резкое преобладание маслянистых битумоидов, над битумоидами легкого (бледно-голубое свечение) и маслянисто-смолистого состава (светло-бурое свечение). Эпибитумоиды насыщают поры и пропитывают цементирующую массу. Оба интервала представляются весьма эффективными в отношении нефтегазоносности.

Скважиной 44 изучены отложения, вскрытые в интервале 2962,9–3100,0 м. Отложения васюганской свиты, отмеченные на глубине 2995,0–3100,0 м, характеризуются различным переслаиванием мелкозернистых алевритистых песчаников с аргиллитами. Во всех изученных образцах отмечаются следы миграции битумоидов. В целом содержание битумоидов малые (до 0,02 %), реже средние (0,04–0,06 %). В начале и в конце интервала отмечаются цементные битуминозные текстуры и структуры. В средней части преобладают равномерно-рассеянные, точечные, реже пятнистые.

В составе битумоидов маслянисто-смолистые (желтовато-бурое, буроватое свечение) резко преобладают над легкими (бледно-голубое свечение). Горизонтов, которые могли бы рассматриваться перспективные, выделить нельзя.

Скважиной 45 изучены отложения, вскрытые в интервале 2922,00–3100,00 м (всего 16 образцов). Разрез представлен переслаиванием светло-серых мелкозернистых песчаников, алевропесчаников с тонкими прослоями серых и черных аргиллитов. В песчаниках и алевропесчаниках преобладает глинистый, реже глинисто-карбонатный и карбонатный цемент.

Изучение пород показало повсеместное присутствие следов миграции битумоидов. Преобладающий состав битумоидов маслянисто-смолистый (желто-бурое, светло-бурое свечение), выделяются битумоиды маслянистого (светло-желтое свечение) и легкого (бледно-голубое свечение) состава.

Битумоиды приурочены к порам и цементирующему веществу в песчаниках, образуют неравномерно-рассеянную структуру в алевропесчаниках и алевролитах. В аргиллитах преобладают неравномерно-рассеянные эпибитумоиды легкого состава. Для аргиллитов баженовской свиты характерны равномерно-рассеянные структуры. Среднее содержание битумоидов по разрезу не превышает 0,04–0,06 %. Однако на глубине 3028,50–3037,00 выделяется интервал с высоким содержанием миграционных битумоидов маслянисто-смолистого и легкого состава, который может рассматриваться, как перспективный коллектор. Он сложен песчаниками серыми тонко- мелкозернистыми с высокими содержаниями (до 0,08 %) эпибитумоидов с желто-бурым, светло-бурым свечением. Отмечается облегчение состава битумоидов к верхней части пласта.

Несколько повышенные концентрации эпибитумоидов маслянисто-смолистого состава фиксируются в алевролите на глубине 3041,10 м. и алевропесчаниках на глубине 3067,4 м. Битумоиды в этих породах распределяются неравномерно, пятнами. Выделенные интервалы характеризуются отрицательными геохимическими аномалиями.

Кроме вышеуказанных, отмечается интервал на глубине 2920–2928,8 м, представленный черными кремнистыми аргиллитами с высоким содержанием сингенетичных битумоидов, состав которых варьируется от смолистого (темно-коричневое свечение) до маслянистого (желтое свечение). Эти породы отмечаются также высоким содержанием урана и являются нефтематеринскими. Таким образом, перспективы отложений, вскрытых скважиной 45 на углеводороды довольно велики, так как в разрезе обнаружены и сингенетично-битуминозные породы и перспективные коллектора.

Полученные результаты битуминологических особенностей юрских отложений, а также ранее проведенных литологических, петрографических и геохимических исследований, позволяют сделать следующие основные выводы.

1. Скважинами вскрыты в основном отложения средней и верхней юры (тюменская, васюганская, баженовская свиты). Породы переслаиваются в различных количественных пропорциях. Текстурно-структурные признаки и особенности состава пород свидетельствуют о разнообразии условий их формирования на стадиях седиментогенеза и диагенеза и преобразования – на стадиях катагенеза, метагенеза и наложенного эпигенеза.

2. Анализ фациальных обстановок формирования отложений на этапе погружения осадочного бассейна указывает на преобладающую роль морских и переходных палеоландшафтных обстановок, в частности, таких, как фации лагун и лиманов, дельт и прибрежно-морских обстановок. Анализ геохимических обстановок литификации осадков на стадии диагенеза свидетельствует о существенно меняющихся режимах Eh среды – от окислительных до резко восстановительных.

3. Детальное петрографическое изучение пород позволило выделить особенности слагающих их обломочных и глинистых пород. Обломочные породы отнесены к песчаникам, преимущественно мелкозернистым, и алевролитам. Породы характеризуются средней и хорошей сортированностью обломочного материала и различной, но в основном слабой его окатанностью. Цемент пород преобладает глинистый. Глинистые породы каолинитово-гидрослюдистые с хлоритом и биотитом с примесью алевритового материала и захороненного органического вещества (ОВ). Захороненное ОВ представлено углефицированными остатками растительного детрита и тонкорассеянного, разложенного сапропелевого ОВ.

4. Микроскопическое изучение минерального и компонентного состава пород, а также его микротекстурных и микроструктурных особенностей, позволило сделать следующие наиболее общие выводы. В

процессе становления пород проявились как стадийные – диагенетические, катагенетические и метagenетические – их преобразования, так и изменения, вызванные процессами наложенного эпигенеза. Стадийные изменения выразились в уплотнении пород, развитии конформно-регенерационных, стилолитовых и инкорпорационных структур цементации обломочных компонентов пород. Дислокационные изменения на стадии наложенного эпигенеза выразились в пластических деформациях минералов (нарушенное погасание и грануляция кварца, полевых шпатов, расщепление концевых граней пластинчатых слюд, изгибы кристаллов полевых шпатов и пакетов слюд, «срывы» границ обломков, появление микротрещин и эффектов дробления). Минеральные изменения на стадии наложенного эпигенеза выразились в гидрослюдизации, и обильной карбонатизации пород, регенерации кварца и полевых шпатов, в их коррозии, а также выносе петрогенных компонентов и формировании новообразованного пустотного пространства. При этом образуются поры изометричной формы, поры в губчатых и скелетных минералах и поры сложной трещинно-поровой морфологии, чаще всего повышающие емкостные свойства пород-коллекторов.

5. Люминесцентно-микроскопические исследования установили наличие в породах баженовской свиты сингенетичных существенно смолистых битумоидов и подтвердили принадлежность пород к нефтематеринским. Об этом свидетельствуют также высокие содержания в ЗОВ пород урана, выявленные в процессе геохимических исследований. В отложениях верхней юры отмечаются миграционные битумоиды. Эпибитумоиды имеют в основном два вида распределения в породах: межзерновое и порово-трещинное. В межзерновых промежутках преобладают маслянисто-смолистые битумоиды, в трещинах и новообразованных порах – более легкие битумоиды.

6. Результаты литогеохимических исследований свидетельствуют о том, что процессы наложенного эпигенеза оказали существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов Западно-Малобалыкского месторождения. О степени влияния постседиментационных процессов на ФЕС пород-коллекторов можно судить по результатам ядерно-физических определений величины  $U/Al_2O_3$  в образцах керна и отклонения этих определений от величины геохимического равновесия (0,18 у. е.). Выделенные отрицательные и положительные литогеохимические аномалии соответствуют участкам разуплотненных и уплотненных пород.

На основе комплексного анализа разрезов скважин 45, 44, 32 и 31 выделены интервалы пород-коллекторов в изученных разрезах: это отложения тюменской свиты, изученные по скважине 32. Наиболее перспективными на нефтегазоносность среди юрских отложений являются интервалы, выделенные по скважине 32: интервал № 1 – 2940,00–2949,20 м; интервал № 2 – 3011,00–3021,00 м; интервал № 3 – 3094,10–3099,0 м.

В целом анализ результатов литогеохимических исследований разрезов скважин указывает на вероятность вертикальной флюидомиграции и её участие в формировании особенностей геологического строения Западно-Малобалыкского месторождения.

## ИСТОРИЯ ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СЕВЕРО-ТАЗОВСКОЙ МЕГАВПАДИНЕ И ТАГУЛЬСКО-ВАНКОРСКОЙ ЗОНЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.А. Фомин

Научный руководитель старший научный сотрудник С.Ю. Беляев  
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Северо-Тазовская мегавпадина и Тагульско-Ванкорская зона расположены в северо-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. На рассматриваемой территории уже установлены значительные запасы углеводородов, преимущественно газового фазового состава. Уточнение стратиграфии и тектоники района, а также одномерное моделирование тектонической и нефтяной истории позволят более точно оценить перспективы нефтегазоносности.

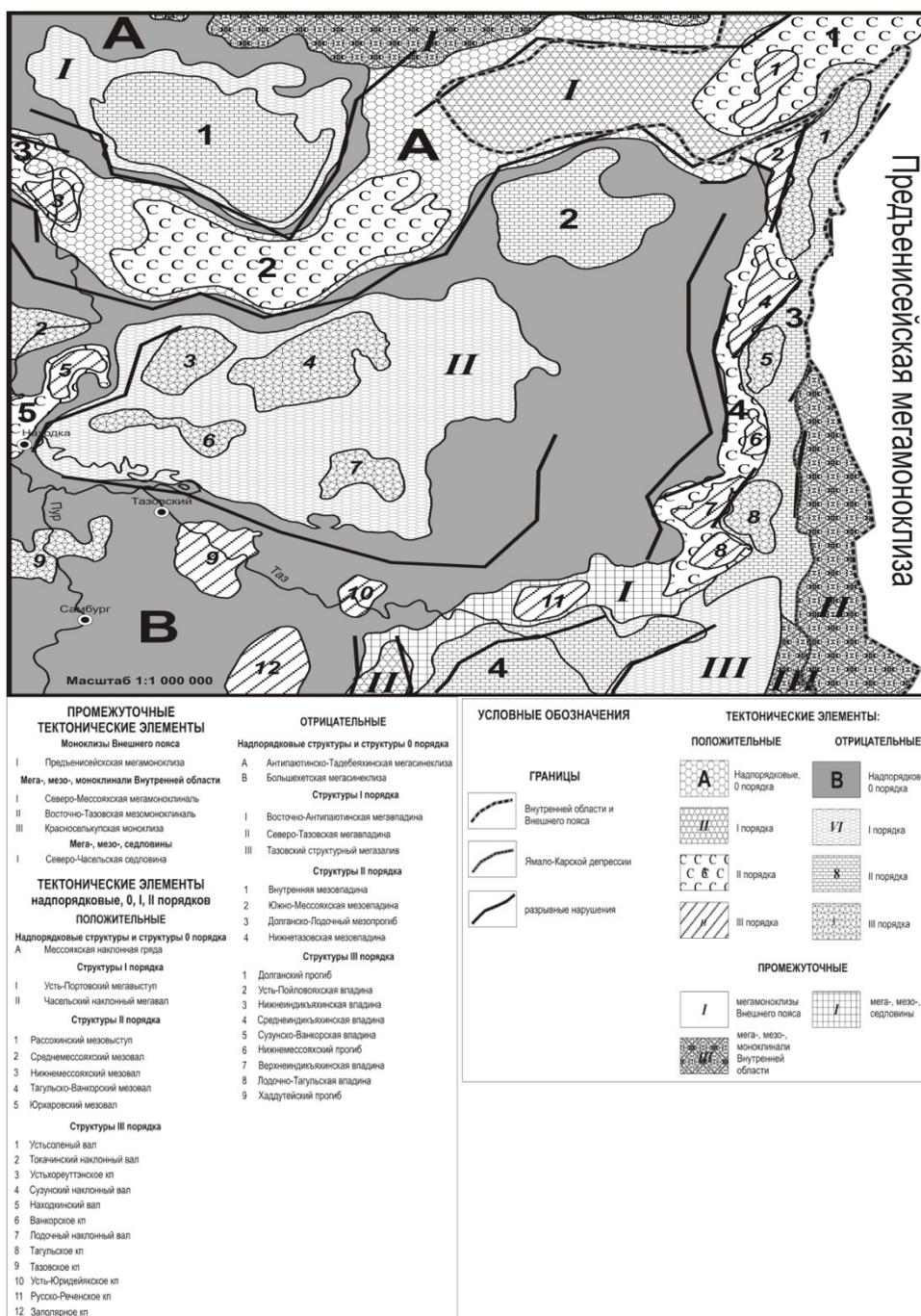
Цель работы: при помощи компьютерного моделирования (программный пакет Genex) восстановить историю генерации и аккумуляции углеводородов (в частности, определить количество генерированных углеводородов) в Северо-Тазовской мегавпадине и Тагульско-Ванкорской зоне, проследить ее связь с историей тектонического развития данной территории, попытаться выяснить, насколько перспективна изучаемая зона для поисков новых залежей углеводородов.

В качестве объекта исследования выбран один из пластов (ПК<sub>1</sub>) покурской свиты, поскольку её отложения наиболее продуктивны в рассматриваемой области, а большинство залежей выявлено именно в этом пласте. Судя по преобладанию в составе свиты органического вещества террагенного типа (гумусового), а также в связи с тем, что её отложения находятся в верхней зоне газообразования, можно ожидать, что в них могли сформироваться преимущественно газовые залежи. Поэтому восстановление истории формирования современной структуры пласта ПК<sub>1</sub> – как части покурской свиты – и история генерации в нем углеводородов помогут достичь цели работы.

Возраст покурской свиты – апт-альб-сеноман. Ее отложения накапливались в континентальных условиях и представлены чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с преобладанием последних. В изучаемой области она местами замещается своими возрастными аналогами – яковлевской и долганской, а также нижней частью дорожковской свиты.

Северо-Тазовская мегавпадина – отрицательная замкнутая изометричная структура I порядка, осложненная четырьмя отрицательными структурами III порядка (Нижнеиндикьяхинская, Среднеиндикьяхинская, Верхнеиндикьяхинская впадины и Нижнемессояхский прогиб), а также более мелкими положительными тектоническими элементами. К нескольким из них приурочены Южно-Мессояхское и Пякьяхинское нефтегазовые месторождения. Самые крупные залежи здесь находятся в пласте ПК<sub>1</sub> покурской свиты.

Южнее этой депрессии, также в отложениях покурской свиты, расположены крупнейшие месторождения газа: Ямбургское, Заполярное, Уренгойское и другие.



**Рис. Фрагмент карты тектонического районирования по кровле юрского комплекса территории Северо-Тазовской мегавпадины, Тагульско-Ванкорской зоны и прилегающих площадей (по данным [1])**

Тагульско-Ванкорская зона в качестве положительной структуры II порядка впервые выделена в 2006 году в результате уточнения структурных построений [1] (рисунок). Она осложнена рядом более мелких поднятий, к которым и приурочены такие месторождения как Лодочное, Сузунское, Ванкорское, Тагульское.

При оценке ресурсов углеводородов на этой территории возникает проблема: нефтегазогенерационного потенциала Северо-Тазовской мегавпадины не хватает для образования столь большого количества углеводородов, которое выявлено в этой области. При новом варианте тектонического районирования восточнее положительной зоны располагается другая крупная отрицательная структура – Долганско-Лодочный мезопрогиб. Возможно, если оценивать эту депрессию как дополнительный очаг генерации углеводородов (что и может подтвердить моделирование) вдобавок к Северо-Тазовской мегавпадине, то эти два очага могли генерировать выявленные и предполагаемые ресурсы углеводородов в Тагульско-Ванкорской зоне.

Для достижения заявленной цели был проделан комплекс исследований. Ранее для изучения истории формирования современной структуры покурской свиты автором была построена серия палеопрофилей, пересекающих Северо-Тазовскую мегавпадину и прилегающие территории в субширотном и субмеридиональном направлениях. В настоящей работе по направлению этих профилей выбран ряд скважин, в

каждой из которых на каротажных диаграммах выделен изучаемый пласт ПК<sub>1</sub>. Затем создавался специальный банк данных, в который включена информация о глубине залегания пласта, его мощности, литологическом составе, палеобатиметрии, тепловом потоке и многие другие параметры. После этого с помощью программы Genex было произведено моделирование. Таким образом, была восстановлена тектоническая и нефтяная история в пределах Северо-Газовской мегавпадины и Тагульско-Ванкорской зоны. При реконструкции тектонической истории выполнен анализ динамики погружения покурской свиты. Для восстановления нефтяной истории произведен анализ объемов генерации и аккумуляции углеводородов на исследуемой территории.

Расчеты объемов генерации и аккумуляции углеводородов совместно с палеотектоническими реконструкциями позволяют оценить величины аккумулированных в ловушках углеводородов, что является надежной основой для прогноза новых месторождений нефти и газа, а также основой для проведения поисково-разведочных работ.

#### Литература

1. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Башарин А.К., Кузнецов Р.О., Хамхоева Т.М. Пространственная связь месторождений углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с зонами рифтогенеза // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского складчатого пояса. От океана к континенту: Материалы научного совещания по интеграционным программам Отделения наук о Земле Сибирского отделения РАН (16–20 октября 2006 г., ИЗК СО РАН, г. Иркутск). – Иркутск, 2006. – Т. 1. – вып. 4 – С. 175–178.

### КАРТИРОВАНИЕ ПЛАСТА Т<sub>4</sub> ТУЛЬСКОГО ГОРИЗОНТА НИЖНЕГО КАРБОНА АБДРАХМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПЕРЕСЧЕТ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Д.Н. Халиуллина

Научный руководитель доцент Н.Г. Нурғалиева

Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Тенденция постоянного снижения объемов запасов нефти и качества, ухудшение их структуры в пределах Ромашкинского месторождения вызывает необходимость планирования мероприятий по доразведке месторождения. При этом ориентировать геологоразведочные работы необходимо на поиск небольших залежей нефти в слабоизученных возвратных объектах. На сегодняшний день при удорожании геологоразведочных работ и повышении себестоимости нефти это имеет большое практическое значение, т. к. носит попутный характер и не требует больших затрат. Так, поиски залежей нефти в тульских отложениях основываются на анализе геолого-геофизических материалов и данных бурения в старом фонде скважин.

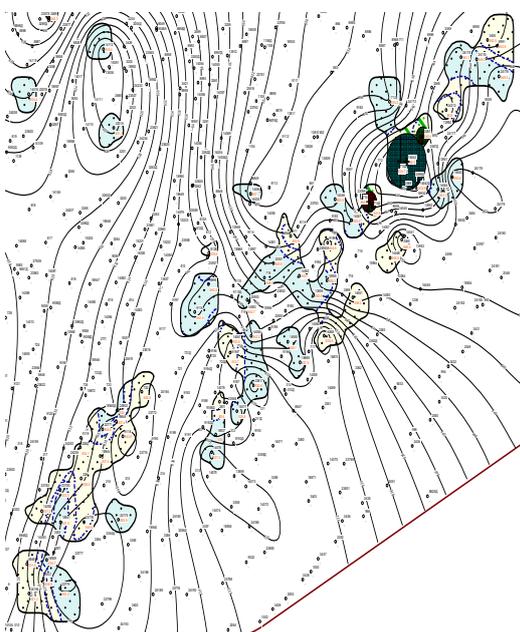


Рис. 1. Карта разработки пласта Т<sub>4</sub>, совмещенная со структурной картой по кровле тульских отложений

Наиболее богатой по содержанию начальных балансовых запасов нефти в пределах Ромашкинского месторождения является Абдрахмановская площадь, выделенная как самостоятельный объект по основному продуктивному горизонту Д<sub>1</sub>. Однако его высокая выработанность, рост себестоимости добычи нефти при стабилизации темпа отбора и необходимость восполнения запасов нефти требуют поиска залежей углеводородов в вышележащих горизонтах вскрытого разреза. Вторым по продуктивности комплексом месторождения является терригенный комплекс нижнего карбона, в состав которого входят и тульские отложения.

По данным М.И. Мороко и И.А. Ларочкиной [2] в составе тульского горизонта в пределах республики Татарстан установлено четыре продуктивных пласта Т<sub>1</sub>, Т<sub>2</sub>, Т<sub>3</sub>, Т<sub>4</sub> (индексация сверху вниз). Верхний пласт залегает непосредственно под известняками алексинского горизонта и имеет обычно монолитное строение, но иногда разделяется на два пропластка. Зона продуктивного пласта Т<sub>1</sub> ограничена и контролируется преимущественно северным склоном ЮТС; изредка он появляется на западном склоне ЮТС и восточном борту Мелекесской впадины. Однако в пределах Абдрахмановской площади этот пласт встречается в виде линз и именуется пластом Т<sub>4</sub> (индексация снизу вверх), соответственно в последующем изучаемые продуктивные отложения будут именоваться пластом Т<sub>4</sub>.

Тульский горизонт (изучаемый пласт) в пределах исследуемой площади впервые был вскрыт и перфорирован в 1980 г. в трех скважинах, которые с 1996 года введены в эксплуатацию возвратным фондом с пашийского горизонта. Залежи нефти находятся на территории Бугульминского и Лениногорского административных районов, в центре Ромашкинского месторождения. Продуктивные отложения изучены слабо, работниками ОАО НГДУ «Иркеннефть» и ТатНИПИнефть были выделены и оконтурены 9 небольших по размерам шнурковых залежей, вскрывших нефтенасыщенный пласт.

Запасы для тульского горизонта были подсчитаны оперативным путем и составили 1255,9 тыс. т. – балансовые. Однако в связи со сложным характером геологического строения продуктивного пласта потребовалось дополнительное исследование и пересмотр геолого-геофизического материала с последующей переоценкой запасов, возможным дополнительным приростом их объемов и переводом из категории  $C_2$  (установленной на 1.01.05) в категорию  $C_1$ .

В связи с этим была произведена переинтерпретация промыслового и геолого-геофизического материала, которая позволила создать геологическую модель изучаемого продуктивного пласта  $T_4$ , при этом были исправлены следующие ошибки:

– некорректное построение структурной карты по кровле тульских отложений, обусловленное выбором абсолютных отметок кровли горизонта в одних скважинах и кровли продуктивного песчаного пласта (выше которого залегают тульские глинистые породы) в других (рис. 1);

– отсутствие контроля над зависимостью флюидонасыщения коллектора от структурного плана кровли пласта;

– несоответствие между изгибом каротажных кривых и гипсометрией скважин, что привело к неясности геологического строения пласта и перераспределения флюидов в нем.

Для построения геологической модели было выбрано 7 профилей, три из которых вдоль простирания залежей, 4 – вкрест простирания. В результате обработки исходных данных был построен не только детальный разрез тульских отложений, но и карта равных эффективных толщин (рис. 2).

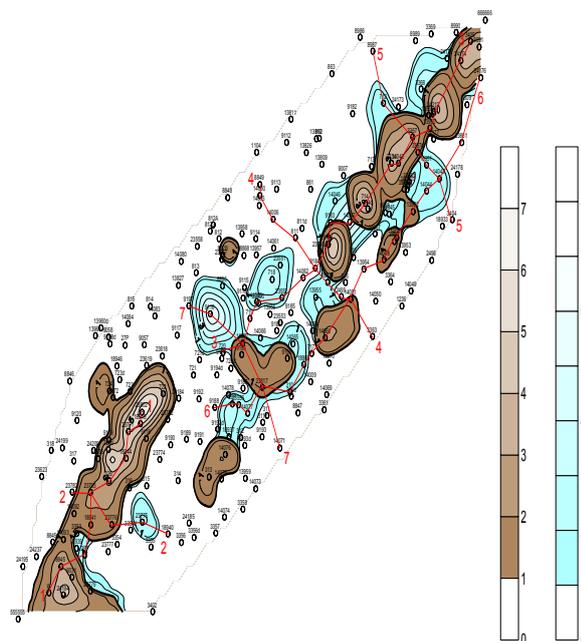


Рис. 2. Карта равных эффективных толщин пласта  $T_4$ : 1 – нефтенасыщенные толщины, 2 – водонасыщенные толщины

Анализ построенных карт и геологических профилей показал следующее.

Можно выделить систему линз, не связанных между собой гидродинамически и имеющих в плане шнурковый характер восточно-северо-восточного простирания.

Водонефтяной контакт (ВНК) не зафиксирован ни в одной из скважин исследуемого участка. Исключение составляет скважина 713Д, в которой были проведены геофизические исследования, но результаты их интерпретации подверглись со стороны автора сомнениям, т. к. они противоречат естественным геологическим и физическим процессам распределения флюидов в пласте. В результате контакт предлагается проводить условно, ориентируясь при этом на литологию коллектора и его пространственное положение. В обособленных линзах, насыщенных нефтью и пластовой водой, ВНК находятся на разных абсолютных отметках и в отдельных случаях имеют наклонный характер.

Границы залежи проводятся по водонефтяному контакту и по выклиниванию коллектора. Учет коэффициентов расчлененности и песчаности по линиям, проведенным вдоль и вкрест простирания, показывает увеличение неоднородности разреза в северо-северо-восточном простирании.

Определяющим фактором, контролирующим распределение залежей углеводородов, а также распределение пластовых вод, является неструктурный фактор (палеогеоморфологический), структурный же фактор играет второстепенную роль в распределении ловушек углеводородов.

По классификации В.Я. Ратнера выделяются следующие типы ловушек:

- ловушки аккумулятивных литологически замкнутых тел локального распространения;
- антиклинальные ловушки пликативных дислокаций зонального распространения (связаны с перегибами кровли резервуара);
- ловушки литологических латеральных экранов в зоне антиклинального перегиба [1].

Таким образом, изучение геологического строения тульских отложений в южной части Абдрахмановской площади показывает сложное геологическое строение продуктивного пласта, обилие мелких линз, резкую прерывистость отложений и, как следствие, распространение неантиклинальных палеогеоморфологических ловушек углеводородов.

На основе уточненной модели пласта был произведен пересчет балансовых запасов категорий  $C_1+C_2$  с использованием измененных значений подсчетных параметров:

- площадь нефтеносности – 6140 тыс.  $m^2$ ;
- эффективная нефтенасыщенная толщина (определялась, как средневзвешенная по площади) – 2,96 м;
- коэффициент открытой пористости (определялся по данным цеха научно-исследовательских промышленных работ НГДУ «Иркеннефть» и результатам интерпретации геофизических исследований скважин) – 0,16;
- коэффициент нефтенасыщенности (определялся аналогично) – 0,59;
- плотность нефти – 0,908  $г/см^3$ ;

- пересчетный коэффициент (взяв по аналогии с тульской залежью № 33 Ромашкинского месторождения) – 0,979.

Таким образом, подсчитанные балансовые запасы нефти изучаемой залежи составили 1515,13 тысяч тонн.

Однако необходимо дальнейшее изучение продуктивного пласта  $T_4$  в пределах Абдрахмановской площади. Для этого предусматривается проведение дополнительных геолого-геофизических исследований в некоторых скважинах (№№ 226, 312, 315, 713, 717, 721б, 811а, 2495, 9184, 14047, 14062 и др.) и, как следствие, дополнение и уточнение модели пласта, конечной целью которых является окончательный подсчет запасов нефти и газа с последующим их утверждением.

#### Литература

1. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: Альбом-справочник / Под ред. В.В. Семеновича. – М.: Недр, 1982. – 119 с.
2. Ларочкина И.А. Принципы расчленения, идентификации и корреляции терригенных нижнекаменноугольных отложений // Георесурсы. – Казань, 2005. – № 1. – 2. – С. 15–18.

### УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ (ПЛАСТ Ю<sub>1</sub>) РАКИТИНСКОЙ ПЛОЩАДИ (НОВОСИБИРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

М.С. Холькин

Научный руководитель профессор А.К. Мазуров  
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ракитинская площадь расположена на северо-востоке Новосибирской области. Смежное положение с Верх-Тарским нефтяным месторождением, а также наличие притока нефти из верхнеюрских отложений, удовлетворительные условия формирования и сохранения залежей выдвигают эту территорию в число перспективных для поисков углеводородов.

Уточнение литолого-фациальной модели обстановки седиментации верхнеюрских отложений Ракитинского поднятия позволит конкретизировать условия формирования нефтесодержащих толщин, а в результате положительных испытаний поисковых и разведочных скважин – расширить представления о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) и других параметрах коллектора [3].

Пласт Ю<sub>1</sub> Ракитинского поднятия сложен песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с прослоями аргиллитов с редкими углефицированными растительными остатками (скважина Ракитинская-14). Песчаники алевритистые, иногда карбонатизированные, слабо отсортированные с формой обломочного материала от полуугловатой до среднеокатанной. Преобладающими гранулометрическими разностями в породах являются мелко- и мелко-среднезернистые с процентным содержанием 27,37 и 51,91 соответственно, отмечается незначительное присутствие и крупнозернистого материала – до 10 % суммарно (рис. 1). По составу песчано-алевритовые породы относятся к полевошпатово-кварцевым согласно классификации В.Н. Шванова (1987 г.). Цементация порово-базальная закрытого типа, поровая, пленочная, выполнена карбонатно-глинистым, гидрослюдистым, иногда монтмориллонитовым материалом. По данным керна, отобранного из нескольких скважин (№№ 5, 8, 14), наблюдается присутствие неравномерного горизонтально-волнистого, линзовидного, косослоистого переслаивания песчаников и алевролитов.

Незначительный объем кернового материала по продуктивному пласту затрудняет диагностику условий осадконакопления. С целью более углубленного проведения литолого-фациального анализа нами привлекались данные геофизических исследований скважин, на основе которых разработаны диагностические признаки условий формирования отложений [1]. Широкое распространение в этом направлении получил каротаж спонтанной поляризации (ПС) и естественной гамма – активности (ГК).

Корреляция целевого разреза интервала с привлечением литологического описания исследуемых пород позволили предположить, что территория Ракитинской и Южно-Ракитинской площадей соответствует палеоподнятию морского дна. Развитые здесь отложения характеризуются  $\alpha$ -ПС = 0,13–0,54, что отвечает низкому и среднему гидродинамическим  $\alpha$ -уровням среды осадконакопления.

На склонах палеоподнятия  $\alpha$ -ПС пород достигает 0,7, что по В.С. Муромцеву [1] соотносится с электрометрической моделью дельт. Данный интервал характеризуется мелко- среднезернистыми терригенными разностями, формирующиеся в основном на среднем гидродинамическом уровне. Восточнее и севернее Ракитинского поднятия также развивались дельтовые отложения с  $\alpha$ -ПС до 1,0, что соответствует высокому, реже среднему гидродинамическим уровням с накоплением мелко- средне- крупнозернистого обломочного материала.

Сопоставляя литологические характеристики отложений с кривыми  $\alpha$ -ПС нами выделены три типа фациальных обстановок. Для первого типа (скважина 9, рис. 2) характерна воронкообразная форма кривой ПС, соответствующая нижней подводной равнине. Второй тип кривой ПС (скважины 2, 10) отвечает дельтовым отложениям и представляет переходную сложно построенную форму кривой ПС. Третьему типу кривой (скважины 3, 7) с двумя минимума  $\alpha$ -ПС соответствуют обстановки верхней подводной равнины.

Рассматривая территориальную приуроченность выделенных типов Ракитинского месторождения, можно отметить, что первый тип выявлен в восточной части Ракитинского поднятия, второй характерен северо-северо-восточной частям площади, третий – южным и юго-западным районам.

Наблюдаемая преимущественно северо-восточная направленность первого и третьего типов хорошо согласуется с особенностями неоднородности фундамента Западно-Сибирской плиты. По данным Института геологии нефти и газа (ИГНГ) СО РАН [2] в соответствии с Тектонической картой фундамента Западно-

Сибирской плиты юго-восток исследуемого района относится к рифтовой зоне (Чекинский прогиб), а северо-восток (Нюрольский блок) смят в складки и разбит разломами, главным образом, северо-восточного простирания на блоки. Различия тектонической неоднородности фундамента, вероятно, predeterminedили различия в условиях осадконакопления песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

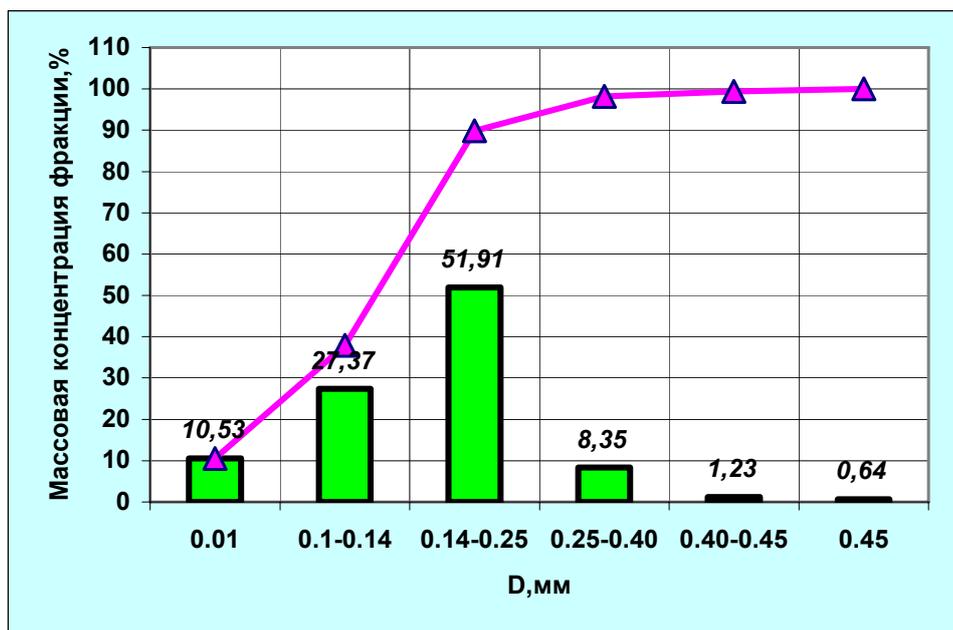


Рис. 1. Распределение зерен терригенных пород по размерам, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Тип прогнозируемой палеодельты может быть определен, исходя как из общей палеогеографии территории в целом, так и палеогеоморфологии Ракитинского поднятия на момент формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

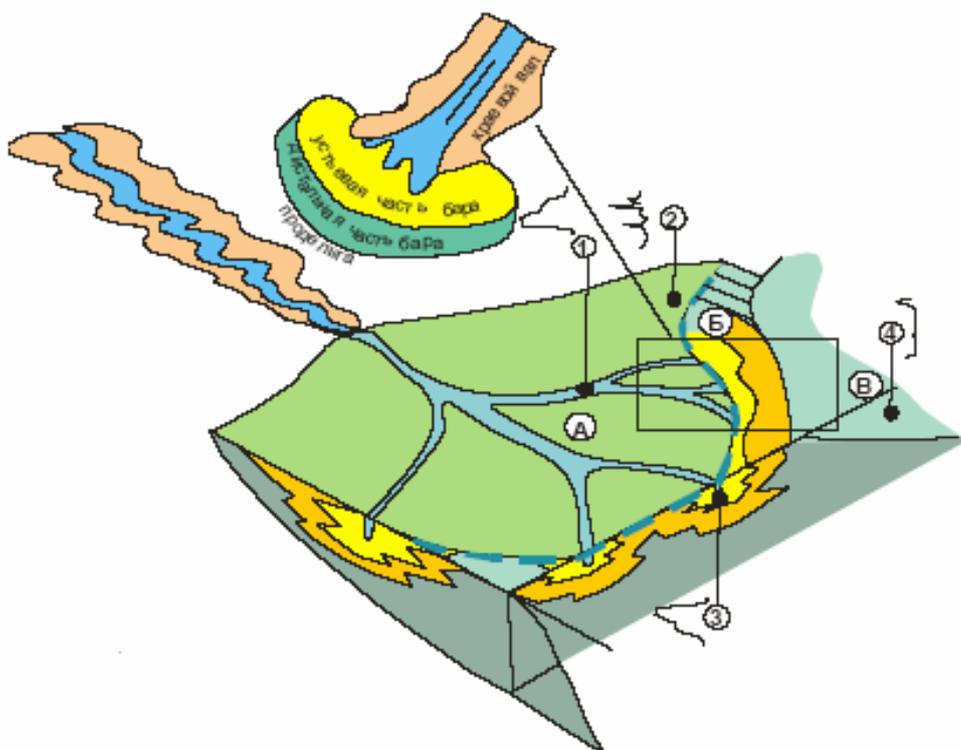


Рис. 2. Конструктивная лопастная дельта (В.Б. Белозеров, 2005)

1 – дельтовый канал, протока; 2 – отложения между протоками; 3 – отложения приустьевых баров; 4 – отложения продельты либо песчаная гряда приливных течений

Согласно проведённым палеогеографическим реконструкциям (Шерихора, 2004 г.), в келловее и оксфорде на исследуемой территории преобладал мелководно-морской (келловей) и прибрежно-морской (оксфорд) режимы осадконакопления. Обширная площадь келловейского морского бассейна обусловила довольно активную волноприбойную деятельность морского побережья, а регрессивный характер направленности тектонического процесса способствовал широкому развитию речных систем и поступлению значительных объёмов грубообломочного материала в осадочный бассейн.

В соответствии с проведёнными исследованиями по строению дельтовых комплексов, учитывающим форму приёмного бассейна, его глубину, гидродинамическую активность морского побережья, представления о режиме речных потоков, дельты надугольной толщи могли относиться к конструктивным лопастным дельтам (рис. 2). Последние характеризуются преобладанием волновых процессов в перераспределении терригенного материала при формировании дельт, вследствие чего песчаный покров авандельты более обширен. Устьевые бары и покровы авандельты имеют воронкообразную конфигурацию кривых ПС и ГК, что отмечалось ранее. Отложения между дельтовыми протоками представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Дельтовый комплекс на исследуемой площади характеризуется отмеченным нами первым и вторым типами фациальных обстановок (авандельта).

В переходной зоне у фронта дельты приливные течения часто действуют одновременно с волновыми процессами. Зона действия приливов при этом тяготеет к устьям дельтовых каналов, в результате чего береговая линия складывается пляжами волнового поля или береговыми валами пляжа, разделёнными приливными дельтовыми протоками и устьевыми участками авандельты. Всё это создаёт мозаичную картину распределения песчаного материала в переходной зоне рассматриваемых дельт. К наиболее изученным дельтам этого типа относится дельта реки Парабайбо де Сул, Бразилия (по данным компании Schlumberger, 2003 г.).

В результате проведенных исследований была реконструирована и детализирована обстановка формирования верхнеюрских отложений Ракитинского поднятия и предложен вариант предполагаемой модели седиментации осадков – конструктивная лопастная дельта. Это позволило провести аналогию между выявленной литолого-фациальной моделью и современной седиментационной обстановкой, что, в принципе, является одной из основных задач фациального анализа.

Несомненно, данный вид исследований необходимо продолжить, а методика требует дальнейших уточнений с привлечением вновь получаемых результатов по керну и геофизическим данным при бурении новых скважин на Ракитинской площади. Это, в конечном итоге, позволит дать рекомендации для ввода месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию.

#### Литература

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.
2. Обзор геологического строения, нефтегазоносности и экономической ситуации нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2003.
3. Обстановки осадконакопления и фашии: Пер. с англ. / Под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с.

### ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> ЮЖНОЙ ЧАСТИ ОХТЕУРСКОГО ВАЛА

**А.Ю. Хромовских**

Научный руководитель научный сотрудник Г.М. Волощук  
*Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Территория исследования приурочена к южной части Охтеурского вала, осложняющего западное крыло Александровского мегавала.

Основным объектом, представляющим интерес в нефтегазоносном отношении данной территории, являются терригенные отложения верхнеюрского горизонта Ю<sub>1</sub>, в котором верхнее положение в разрезе надугольной толщи занимает пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Его эффективная толщина колеблется в пределах от 4 до 12 метров.

С целью создания геологической модели нефтяной залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> выполнена палеореконструкция условий его формирования.

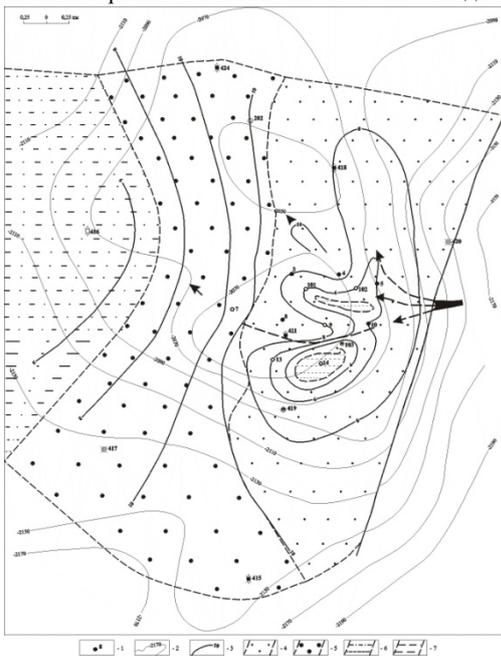
По анализу электрометрических моделей пласта [1], сформировавшегося в прибрежно-морской обстановке осадконакопления, и изменениям его толщин отложения могут быть отнесены к четырем фациальным типам (рис.).

К первому типу относится большинство вскрытых разрезов пробуренных скважин, характеризующих собой иногда раздваивающийся пласт сравнительно небольшой толщины (6–11м), с глубокой отрицательной аномалией (колоколообразной формы) на кривой ПС. Для него характерен переход зернистости песчаников от более грубозернистого в подошве к тонкозернистому в кровле, который в морском трансгрессивном ряду осадков чаще всего характеризует прибрежную часть моря и тип фаций приливных течений. Песчаные тела с такой формой кривых ПС относятся к группе осадков подводной дельтовой равнины и занимают по площади восточную часть территории исследования.

Второй тип характеризуется повышенной толщиной пласта и имеет либо блоковую форму кривой ПС, либо воронкообразную. Этот тип может быть сформирован в стабильную фазу осадконакопления в прибрежной зоне моря и отнесен к трансгрессивным вдольбереговым барам и прибрежным валам. Зона распространения этого типа приурочена к сводовой части вала и вытянута в меридиональном направлении.

К забаровым отложениям приливо-отливной равнины можно отнести третий тип фаций, характеризующий неоднородность пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, состоящего из нескольких песчаных пропластков небольшой толщины (1,5–2,0 м), разделенных тонкими перемычками глинистых и алевроитовых пород. При этом, судя по

характеру кривой ПС, нижние песчаные пропластки имеют более высокие фильтрационно-емкостные свойства, нежели верхние. Этот тип отмечается на западном крыле вала.



**Рис. Схема размещения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с элементами литолого-фациального анализа:**  
 1 – скважина, ее номер; 2 – изогипсы по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 3 – изопакеты пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 4 – русловые промоины дельтовой равнины; 5 – вала, бары; 6 – забаровые отложения приливно-отливной равнины; 7 – острова дельты

Электрометрическая модель четвертого типа характеризует почти полную глинизацию пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и относится к фациям островных участков подводных дельт или осадкам приливного канала, разрезающего отложения подводной дельтовой равнины. Распространение этого типа отмечается в виде двух отдельных локальных участков, расположенных в зоне отложений подводной дельтовой равнины.

В результате проведенного комплексного анализа можно со значительной долей уверенности говорить о том, что дельтовая обстановка, получившая распространение в оксфордское время в южной части Александровского мегавала, представлена на изучаемой территории удаленным к западу от устья фрагментом авандельты. Отдельные части палеодельты вскрыты на многих соседствующих территориях (Вахская, Проточная, Трайгородская и др. площади), примыкающих к исследуемому участку с востока.

В южной части Охтеурского вала в период позднеюрского времени имели место три меридионально вытянутые литолого-фациальные зоны. В направлении с востока на запад они представлены зоной подводной дельтовой равнины с островными участками подводных дельт, переходящей в трансгрессивные вдольбереговые бары и прибрежные вала, которые в западном направлении сменяются забаровыми отложениями приливно-отливной равнины.

С точки зрения фильтрационно-емкостных характеристик лучшие коллекторы приурочены к сводовой части вала, а именно, к зоне распространения трансгрессивных вдольбереговых баров и прибрежных валов.

#### Литература

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.

### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (ВОСТОЧНО-ПАНЛОРСКАЯ ПЛОЩАДЬ)

М.М. Шагеев

Научный руководитель доцент К.Ю. Кудрин

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Восточно-Панлорская площадь расположена на стыке Ханты-Мансийского и Сургутского районов Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). Сейсморазведочными работами 2004 года в ее пределах установлен ряд локальных поднятий по кровле отражающего горизонта Б, которые рассматриваются перспективными на обнаружение залежей углеводородов. Полученная геофизическая информация о наличии структурных и литологических ловушек дополнена нашими данными о геохимическом составе поверхностных слоев горных пород, извлеченных из скважин на пунктах взрывов.

В 2005–2006 гг. выполнен комплекс геохимических исследований материала проб с забоя сейсморазведочных скважин, результаты которых позволяют сформулировать геохимические критерии оценки потенциальной нефтегазоносности Восточно-Панлорской площади.

Основой геохимических исследований являются 202 пробы, представляющие собой различные

**Таблица**  
**Матрица факторных нагрузок, полученная при статистической обработке геохимических и литологических данных**

	F1	F2
Песчанистость	-0,10	<b>-0,87</b>
Fe <sup>+3</sup>	-0,08	0,13
Fe <sup>+2</sup>	0,04	<b>0,84</b>
ΣАБ	<b>0,73</b>	-0,09
ΣАЛК	0,15	0,34
ΣБА	<b>0,82</b>	0,13
ΣТА	<b>0,78</b>	0,14
ΣПЦА	-0,05	-0,08

генетические и литологические типы рыхлых четвертичных отложений, отобранные с глубины 12 м при шнековом бурении под шпур для производства сейсморазведочных работ.

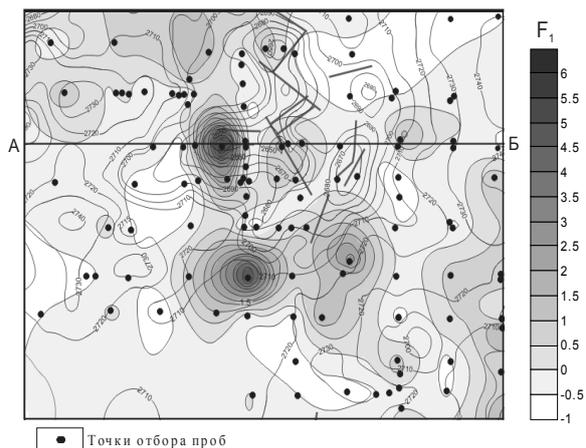


Рис. 1. Структурная карта Ненсюганского локального поднятия центральной части Восточно-Панлорской площади по кровле отражающего горизонта Б и распределение факторной нагрузки F1

использованы материалы работ «Разработка экспресс-методики определения литологии и оценка деградации образцов геохимического опробования, выполненного на нефтегазоперспективных площадях» (Шагеев М.М., Кудрин К.Ю., 2006 г.) в рамках договора № 05-427-ЮГУ (НИР) по теме «Развитие системы научно-исследовательских работ аспирантов и студентов в области геолого-геофизических методов поиска и разведки неструктурных залежей углеводородов» и при финансовой поддержке Гранта губернатора ХМАО–Югра № НЦ 06.4/06-ЮГУ-232 по теме «Геохимическое опробование, сопровождающее сейсморазведку» по направлению «Новые методы в геологии и геофизике».

При анализе карт изоконцентраций суммарные содержания БА и ТА представляются нам наиболее информативными – аномальные концентрации содержания фенатренов и нафталинов практически совпадают с положительными структурами по отражающему горизонту Б.

По результатам факторного анализа (таблица), прежде всего, следует отметить, что литологический состав материала проб не обнаруживает заметного влияния на содержание в них углеводородов. Можно констатировать лишь обратную зависимость между содержанием в материале проб песчаной фракции и двухвалентного железа (что соответствует второму – менее значимому фактору F2).

Первый – более значимый фактор F1 – характеризует прямую связь между суммарным содержанием алкил-бензолов, биаренов и триаренов. Остальные геохимические параметры при этом относительно стабильны. Прямая связь между суммарными содержаниями тяжелых непредельных углеводородов – биаренов, алкил-бензолов, фенатренов – отражает одинаковое их поведение (миграцию) в приповерхностном слое.

Карта-схема (фрагмент которой приведен на рис. 1), созданная по результатам статистической обработки геохимических данных, иллюстрирует приуроченность положительных аномальных значений 1-го фактора к флангам антиклинальных структур по отражающему горизонту Б, образуя кольцевую аномалию. Причем максимальные значения факторной нагрузки приурочены к изогипсам –2700 и –2710 отражающего горизонта, что должно отражать положение водонептяного контакта. Разомкнутость аномалии в северной части структуры можно объяснить недостаточным количеством точек наблюдения.

Еще более наглядно связь между геохимическими и статистическими параметрами, с одной стороны, и структурными особенностями, с другой стороны, видна на геолого-геохимическом разрезе Ненсюганского локального поднятия в центральной части Восточно-Панлорской площади по линии между точками 42 и 60 сейсморазведочных работ (рис. 2). Причем можно предположить, что тектонические нарушения северо-

Выполнено хроматографическое определение содержания в материале проб: 1) н-алканов и изопреноидов C<sub>10</sub>-C<sub>35</sub> (АЛК); 2) алкилбензолов нормального строения C<sub>13</sub>-C<sub>28</sub> (АБ); 3) биароматических соединений с нафталиновым ядром, включая нафталин, 1-, 2-метилнафталины, 10 изомеров диметилнафталинов (БА); 4) триаренов с фенатреновым ядром, включая фенатрен, 9-, 2-, 3-, 4-метилфенатрены (ТА); 5) полициклических углеводородов с конденсированным ароматическим ядром от 4 и выше ароматических колец, включая хризен, пирен, перилены, бензпирены и др. (ПЦА). Считается, что данные углеводородные соединения, сорбированные породами, являются показателями нефтегазоносности. Как признак изменения материала определено содержание в пробах окисной и закисной форм железа. Кроме того, проведена статистическая обработка данных аналитических исследований методом R-факторного анализа с сохранением двух значимых факторов (F1 и F2).

При выполнении данной работы были

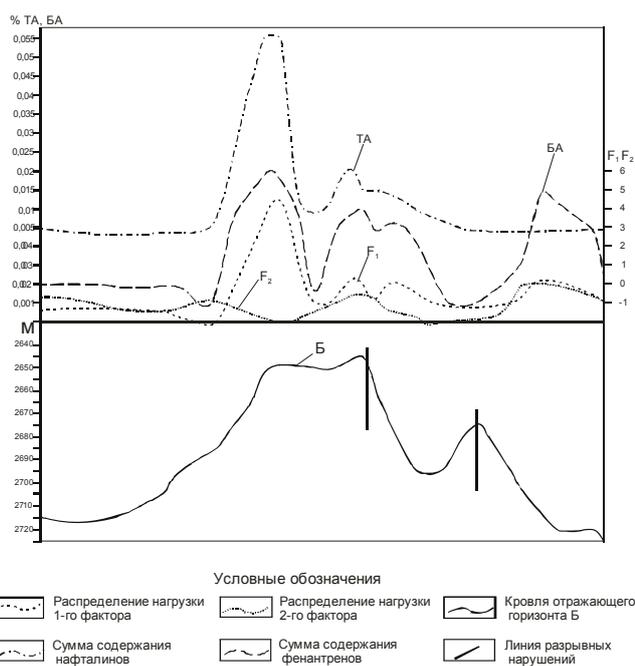


Рис. 2. Геолого-геохимический разрез Восточно-Панлорской площади по профилю отбора проб (№№ 42–60)

западного простирания с большей степенью вероятности могли служить проводниками для миграции углеводородов (открытые системы), в то время как дизъюнктивные нарушения меридионального простирания не способствуют миграции (закрытые системы). Что находит отражение в характере распределения углеводородов по разрезу.

Выводы

1. Количественно подтверждена прямая связь между суммарными содержаниями тяжелых непредельных углеводородов – биаренов, алкил-бензолов, фенантронов, что отражает одинаковое их поведение (миграцию) в приповерхностном слое.

2. Полученная геохимическая и статистическая информация хорошо согласуется с данными сейсморазведки, обнаруживая пространственную связь кольцевых геохимических аномалий с контурами антиклинальных структур горизонта Б.

3. Тектонические нарушения северо-западного простирания могут служить путями миграции углеводородов.

4. Водонефтяной контакт в пределах Ненсьюганского локального поднятия в центральной части Восточно-Панлорской площади приурочен, по всей видимости, к изогипсам –2700 и –2710 отражающего горизонта Б.

## **ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КАРОТАЖНОГО МАТЕРИАЛА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПРОВЕДЕНИЯ ДЕТАЛЬНОЙ КОРРЕЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА 247 ЗАЛЕЖИ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА АБДРАХМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Д.З. Шакирова**

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

*Казанский государственный университет имени В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия*

Абдрахмановская площадь уникального Ромашкинского нефтяного месторождения является искусственно выделенным участком самостоятельной разработки и находится в центральной части месторождения. Геологический разрез площади сложен отложениями девонского, каменноугольного и пермского возраста палеозоя, представленных как карбонатными, так и терригенными породами, залегающими на гранитно-гнейсовых породах кристаллического фундамента.

На разных стадиях изучения месторождений – от поисков и разведки до подсчета запасов и разработки – решают различные геологические задачи. Исходя из этого, используют различные комплексы геофизических исследований скважин (ГИС).

Применение ГИС с целью геологической документации скважин (каротаж скважин) получило широкое распространение на нефтяных и газовых месторождениях. Эффективность промыслово-геофизических исследований скважин заключается, главным образом, в том, что с помощью методов промысловой геофизики можно изучать не только продуктивную часть разреза, но и все слагающие породы в отличие от изучения разреза скважин путем отбора керна. По всему разрезу скважины проводить отбор керна неэкономично. Благодаря применению геофизических методов, резко повысилась детальность исследований: в разрезе выделяются не только пласты большей мощности, но сравнительно тонкие прослои пород, литологический состав и коллекторские свойства.

На сегодняшний день можно выделить пять основных видов каротажа скважин: электрический; радиоактивный; акустический; термический; магнитный; геохимический; каротаж, применяемый для контроля за техническим состоянием скважин. При интерпретации каротажных диаграмм решают ряд задач, имеющих важное значение для промысловой геологии. К основным из них относятся:

определение глубины залегания пластов различного литологического состава и их границ;

определение литологического состава пород, слагающих разрез скважин;

выделение пластов-коллекторов нефти и газа, а также изучение характера выклинивания и фациального замещения продуктивных горизонтов;

оценка коллекторских свойств пласта – пористости, проницаемости, а также нефтенасыщенности;

корреляция продуктивных толщ;

составление типовых, нормальных и связанных геолого-геофизических разрезов;

определение перемещения водонефтяного контакта (ВНК).

В течение всего периода разведки, доразведки месторождения и его промышленной эксплуатации выполняются корреляции разрезов скважин, составленных по данным ГИС.

В настоящее время в скважинах Абдрахмановской площади применяется широкий комплекс промыслово-геофизических методов, который выглядит следующим образом:

1. Стандартный электрический каротаж, заключающийся в измерении кажущихся удельных сопротивлений пород вдоль ствола скважин при помощи стандартного трехэлектродного зонда (метод КС) и естественных потенциалов, самопроизвольно возникающих в скважине (метод ПС).

2. Гамма-каротаж (ГК), базирующийся на измерении естественного гамма-излучения пород, обусловленного содержанием в них радиоактивными минералами.

3. Нейтронный гамма-каротаж (НГК), основанный на измерении интенсивности гамма-излучений, возникающих в породах при облучении их потоками быстрых нейтронов.

4. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) заключается в исследовании разрезов скважин комплектом однотипных зондов КС разного размера [2], по результатам которого строят кривую зондирования – зависимость КС изучаемого пласта от длины зонда [4].

5. Кавернометрия, изучающая изменение диаметра ствола скважины [1].

Объектом исследования автора данной статьи явился турнейский ярус (247 нефтяная залежь) Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Цель исследования – по результатам интерпретации каротажа скважин, применяемых видов ГИС на Абдрахмановской площади, выполнить детальную корреляцию (ДК) и показать возможности ГИС по изучению геологического строения на примере определенного объекта разработки. Для этого были построены и проанализированы корреляционные схемы по выбранным линиям скважин.

Корреляционные схемы являются очень важным геологическим документом. С их помощью выясняется последовательность осадконакопления, определяются изменения мощности одноименных пластов, их литология и изменчивость и т. п. С помощью детальных корреляционных схем создается четкое представление о детальном геологическом строении изучаемого объекта. Согласно М.М. Ивановой и Э.М. Халимову [3] детальной корреляцией называется сопоставление разрезов скважин в пределах продуктивной части разреза месторождения или залежи, которое определяет достоверность и точность всех представлений о внутреннем строении залежи нефти и газа и предусматривает установление взаимоотношения пластов (прослоев)-коллекторов и плотных разделов. От результатов ДК во многом зависят, в частности, достоверность оцениваемых запасов нефти и газа, обоснованность принимаемой и применяемой системы разработки и обоснованность коэффициента извлечения нефти (КИН).

На выполненных схемах корреляций отмечаются следующие особенности разреза турнейского яруса:

1) выделено четыре репера:

-Rp 1 – подошва малевского горизонта, значения КС возрастают от 250 до 500 Ом·м, а ПС соответственно уменьшаются до –100, –75 мВ;

-Rp 2 – подошва упинского горизонта, значения КС и ПС возрастают от 375 до 500 Ом·м и от –100 до –75 мВ соответственно;

-Rp 3 – подошва черепетского горизонта, значения ПС возрастают от –75 до –50 мВ, а значения КС уменьшаются от 250 до 125 Ом·м;

-Rp 4 – подошва кизеловского горизонта, значения КС и ПС одинаково уменьшаются до 125 Ом·м и до –75 мВ соответственно;

2) резкая смена терригенного разреза (бобриковского горизонта) карбонатным (турнейский ярус) является причиной резкого возрастания значений КС до 400, 500 Ом·м.

3) особенностью геологического строения является незакономерное появление пород-неколлекторов мощностью от 2 до 4 м

#### Литература

1. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
2. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
3. Нефтегазопромысловая геология. Терминологический справочник / Под ред. М.М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. – 262 с.
4. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник / Под ред. И.П. Чоловского. – М.: Недра, 1989. – 376 с.