

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа природных ресурсов
Отделение геологии
21.05.03. Технология геологической разведки

**Практика по получению профессиональных умений и опыта
профессиональной деятельности
ОТЧЕТ**

«Геологическое строение и геофизические исследования скважин Салымской группы месторождений (ХМАО)»

Выполнил:

Студент 3 курса гр. 226А

 Галиева М.Ф.

10 июля 2019 г.

Проверил:

Профессор ОГ, д.-г.-м.н

 Исаев В.И.

Оценка отлично

Проверил:

Руководитель от Салым

Петролеум Девелопмент Н.В.,

начальник Отдела полевой

геологии

 Кобылкин А.Н.

Оценка отлично

«10» июля 2019 г.



ANDREY KOBYLKIN

SSFT-TL EXT3490

Салым-Томск 2019

Оглавление

| | |
|--|----|
| Введение..... | 3 |
| Глава 1. Общая часть..... | 4 |
| 1.1. Географо-экономический очерк района работ..... | 4 |
| 1.2. Геолого-геофизическая изученность района | 6 |
| 1.3. Геологическое строение района | 9 |
| 1.3.1. Стратиграфия..... | 9 |
| 1.3.2. Тектоника..... | 14 |
| 1.3.3. Нефтегазоносность..... | 15 |
| 1.4. Фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных комплексов..... | 18 |
| Глава 2. Методическая часть | 21 |
| 2.1. Применяемые методы исследования и их задачи..... | 21 |
| 2.2. Методика и техника полевых работ..... | 24 |
| 2.3. Камеральная обработка материалов | 30 |
| 2.4. Геологическая интерпретация геофизических данных..... | 34 |
| Глава 3. БЖД..... | 38 |
| Глава 4. Производственная деятельность на предприятии | 42 |
| Заключение..... | 54 |
| Список литературы..... | 55 |
| Приложение 1. Обзорная карта района прохождения практики..... | 56 |
| Приложение 2. Обзорная схема расположения месторождений Салымской группы и скважин..... | 57 |
| Приложение 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Верхне-Салымского месторождения..... | 58 |
| Приложение 4. Тектоническая карта Фроловской мегавпадины..... | 59 |
| Приложение 5. Типовой разрез среднеюрских отложений Салымского НГР (на примере скв. Среднешапшинская 29) | 60 |
| Приложение 6. Схема размещения залежей Фроловской НГО | 61 |
| Приложение 7. Диаграмма РЕХ | 62 |
| Приложение 8. Схема описания песчаников в шламе/керне | 63 |
| Приложение 9. Схема описания аргиллитов и алевролитов в шламе/керне | 64 |
| Приложение 10. Схема описания шлама в УФ свете..... | 65 |

Введение

Производственная деятельность осуществлялась на территории Салымской группы месторождений в компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В. Деятельность организации связана с тремя месторождениями: Верхне-Салымское, Западно-Салымское и Вадельпское. Компанией была предоставлена возможность пройти производственную практику в качестве стажера-практиканта в Отделе полевой геологии.

Деятельность Отдела в структуре Компании связана с проектированием и строительством нефтяных скважин и геологическим сопровождением процесса бурения. Применение геофизических методов исследования является неотъемлемой частью при выполнении этих геологических задач. Так как геофизические методы позволяют составить полную геологическую картину условий осадконакопления. Результат геофизических исследований – прямой поисковый признак наличия продуктивных структур, пригодных для промышленного освоения. Геофизические данные также служат особо точным методом привязки их расположения в пространстве. Они могут увязывать между собой сведения, получаемые геологами при работе на поверхности, в том числе отбор и анализ бурового шлама и керна. Вместе с тем, они являются средством контроля многих параметров бурения и его направления. Также геофизика служит иллюстрацией особенностей внутрискважинных условий, что обязательно необходимо учитывать при строительстве скважин.

Глава 1. Общая часть

1.1. Географо-экономический очерк района работ

В административном отношении район прохождения практики находится в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области, в 145 км к юго-востоку от г. Ханты-Мансийска (прил. 1). В распоряжении компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В. (далее СПД) находится 3 месторождения: Верхне-Салымское, Западно-Салымское и Вадельпское. Рассматриваемые месторождения входят в Салымскую группу месторождений (прил. 2).

В гидрографическом отношении район работ приурочен к бассейну р. Большой Салым – левого притока р. Обь.

Большая часть площади (около 70 %) занята смешанными лесами – кедр, сосна, ель, пихта, береза, осина.

Климат района умеренно-континентальный, характеризуется продолжительной зимой (с октября по апрель) и сравнительно коротким теплым летом. Весна и осень очень короткие. На формирование климата существенное влияние оказывает защищённость территории с запада Уральским хребтом, а также открытость с севера, способствующая беспрепятственному проникновению холодных арктических масс. Минимальная температура в районе составляет -40°C (в декабре и январе), длительные морозы ниже -15°C стоят около 110 дней в году. Снежный покров составляет от 50 до 100 см и не тает на протяжении 200-240 дней. Средняя температура воздуха в июле $+18^{\circ}\text{C}$, максимальная температура достигает $+30^{\circ}\text{C}$ и выше. Среднегодовые осадки составляют 400 – 500 мм.

Население в районе, в основном, русскоязычное, численность коренных народностей (ханты) очень мала. К основным видам хозяйственной деятельности населения относятся: охотничий и рыбный промыслы, сбор дикоросов (кедровый промысел, заготовка грибов, ягод и т.д.), выпас крупного рогатого скота, земледелие, заготовка сена, леса.

Непростое геологическое строение недр, географическое расположение и природные условия создают в районе достаточно сложные для быстрого и безопасного освоения условия.

На территории месторождений имеется сеть сезонных дорог (зимников), которые соединяют имеющиеся буровые площадки Верхне-Салымского и Западно-Салымского месторождений.

На юго-востоке рассматриваемого района проходит железная дорога Тюмень-Уренгой и автотрасса федерального значения Тюмень-Сургут.

Крупный населенный пункт – п. Салым расположен вблизи железной дороги Тюмень-Уренгой и автотрассы федерального значения Тюмень-Сургут.

Недалеко от железной дороги проходят трассы магистральных нефтепроводов: Усть-Балык-Омск; Усть-Балык-Курган-Альметьевск; Нижневартовск-Курган-Самара; Сургут-Нижний Новгород-Полоцк и Южный Балык-Тобольск, а также линии электропередач (500 и 100 кВ).

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

На первом этапе изучения территории Среднего Приобья (в 60-е годы) Сибирским геофизическим трестом были проведены аэромагнитные съемки масштабов 1:1000000 (1952-1953гг.) и 1:200000 (1956-1957гг.) (рис. 1). Кроме того, в 1956-1957гг. была выполнена гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000 (рис. 2). Обобщение полученных материалов позволило выделить ряд куполовидных поднятий (в т.ч. Верхне-Салымское), установить унаследованный характер развития структур от фундамента, а также наличие отрицательных гравитационных аномалий на крупных положительных структурах [4].

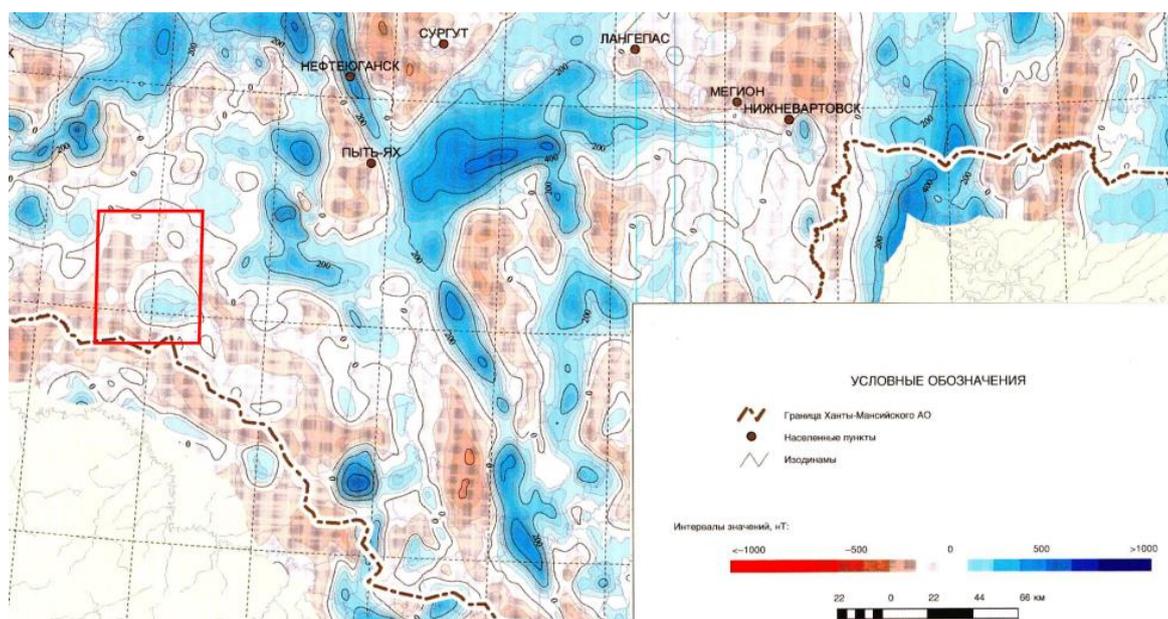


Рисунок 1. Карта изодинам приращений полного вектора магнитного поля (под редакцией В.А. Волкова. Составители: В.К. Коркунов, И.В. Белашова, П.П. Пацюк). 2003 г. Красным выделен район Салымской группы месторождений [5]

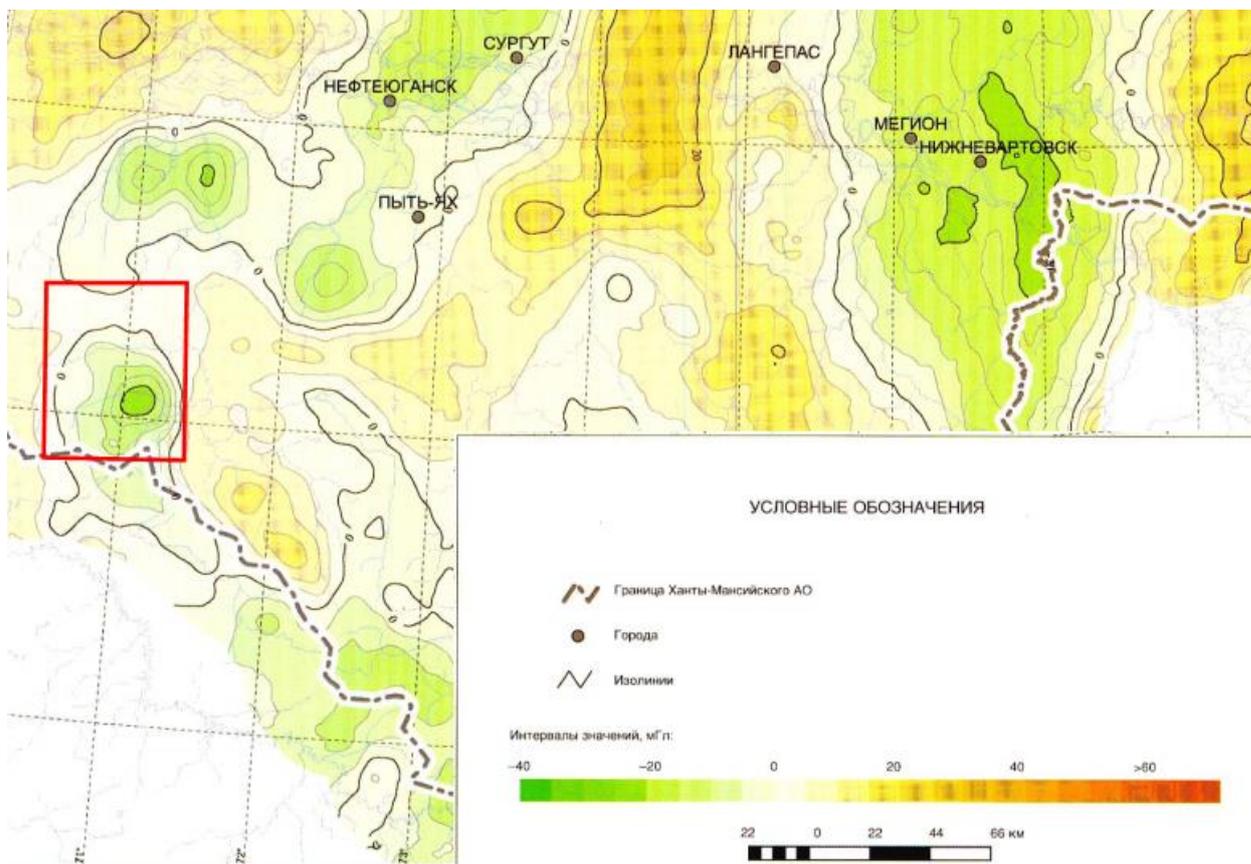


Рисунок 2. Аномалии силы тяжести в редукции Граафа-Хантера (под редакцией В.А. Волкова. Составители: В.К. Коркунов, И.В. Белаиова, П.П. Пацюк). 2003 г. Красным выделен район Салымской группы месторождений [5]

В период с 1964 по 1968 гг. на рассматриваемой территории проведены площадные сейсморазведочные работы (МОВ) масштаба 1:100000 и начато глубокое поисковое бурение.

В 1966 году было открыто Верхне-Салымское месторождение Правдинской геологоразведочной экспедицией в результате бурения поисковой скважины № 1.

В 1972г. по результатам сейсморазведки МОВ ОГТ 1971-1972 гг. и бурения поисково-разведочных скважин строение Верхне-Салымской структуры было детализировано. В дальнейшем (до 1988г.) поисково-разведочные работы на территории Верхне-Салымского месторождения велись медленно и неритмично: бурилось лишь по одной скважине в год, сейсморазведка вообще не проводилась.

Сейсморазведка 1988-1991 гг. позволила уточнить строение северной части Верхне-Салымского поднятия и подготовить к бурению соседнюю Вадельпскую структуру.

Всего за период с 1966 по 1993гг. в пределах Верхне-Салымского лицензионного участка пробурено 26 поисково-разведочных скважин.

Наиболее изученной сейсмическими методами является северо-западная часть месторождения, где расстояние между сейсмопрофилями 2,0-2,5 км. Северо-восточная часть имеет менее плотную сеть сейсмических профилей - 2,5-5,0 км. Изученность южной части месторождения – самая низкая. Здесь имеется только редкая сетка однократных сейсмограмм, выполненных 35-40 лет назад (в 1964-1967гг.).

В 2002г. на Западном участке месторождения пробурены 4 эксплуатационные скважины (№102, 103, 104, 301).

В одной скважине (№301) выполнены сейсмические исследования по технологии ВСП. В результате было уточнено геологическое строение пластов АС10, АС11 в околоскважинном пространстве и проведена оптимизация расположения новых эксплуатационных скважин куста 1 (Западный участок месторождения).

Кроме того, по результатам сейсморазведочных работ проведен подсчет ресурсов нефти и растворенного газа категории С3 в пределах Верхне-Салымской структуры (Центральная часть) по пластам АС10, АС11 [1].

В 2004 году на Западно-Салымском месторождении начато бурение первой эксплуатационной скважины. В 2005 году Западно-Салымское месторождение введено в полномасштабную промышленную эксплуатацию.

В 2006 году начато бурение первой эксплуатационной скважины на Вадельпском месторождении и в этом же году оно было введено в разработку.

В 2010 году на Салымской группе насчитывается уже 500 скважин, а в 2015 году – 1000. В 2016 году начато проведение поисково-оценочных работ на Южно-Ямском участке (прил. 2) [2].

1.3. Геологическое строение района

Западно-Сибирская нефтегазовая провинция – главная база добычи нефти, конденсата, газа в стране. В частности, огромный запас топливно-энергетических ресурсов России сосредоточен в ХМАО, где и находится Салымская группа месторождений. Поэтому особенности геологического строения территории представляет большой интерес. Литолого-стратиграфическое расчленение, тектоника и нефтегазоносность рассмотрены на примере Верхне-Салымского месторождения [3].

1.3.1. Стратиграфия

Разрез представлен мощной (более 3000 м) толщей осадочных пород, перекрывающих вулканические образования перми и триаса (рис. 3, прил. 3).

Доюрский фундамент

Изучение образцов керна, полученного из скважин соседних месторождений (по

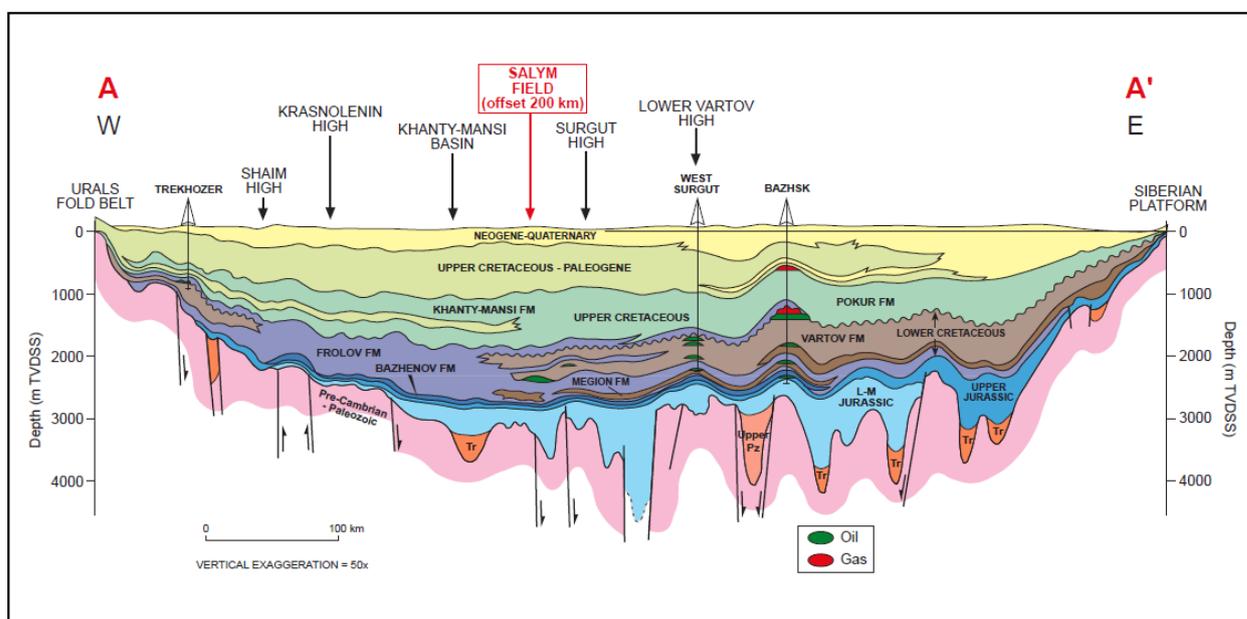


Рисунок 3. Геологический разрез по линии AA' (по Gustavson, 1992) [1]

причине отсутствия достаточной информации о породах из скважин месторождений Салымской группы), позволяет сделать вывод о том, что палеозойские породы фундамента представлены гранит-порфирами, кварцевыми порфирами, пятнистыми крупнозернистыми песчаниками и туфами (Фроловское месторождение, скв.50, в 60 км к северо-западу), а также мощными кварцитовыми песчаниками. Породы – крепкие, хлоритизированные и трещиноватые. Предполагается, что породы фундамента, в пределах месторождения сложены палеозойскими кремнисто-аргиллитовыми глинами и гранитоидами.

Юрская система

Юрские отложения на площади месторождения несогласно перекрывают фундамент. Континентальные образования нижнего, среднего и самой нижней части верхнеюрского разреза объединены в тюменскую свиту. Морские осадки остальной части верхней юры подразделяются на две свиты - абалакскую и, перекрывающую ее, баженовскую.

Тюменская свита сложена неравномерно чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами геттангско - ранне келловейского ярусов с прослоями глинистого (сидеритового) известняка и бурого угля. Песчаники преобладают в основании нижней части свиты. В средней части преобладают глинистые породы с более высоким содержанием углей, в самой верхней части - песчаники и алевролиты. Толщина свиты достигает 300-330 м.

Абалакская свита представлена аргиллитами (от темно-серых до черных), сформировавшимися в морских условиях келловей-оксфорд-киммериджского ярусов. Породы алевролитистые, иногда богатые карбонатом кальция, глауконитовые, с включениями мелкокристаллического пирита. Фаунистические включения ограничены остатками двухстворчатых раковин и рострами белемнитов. У основания свиты встречаются сидеритовые оолиты. Возраст этих пород соответствует келловейскому и киммериджскому ярусам. Толщина абалакской свиты изменяется от 25 до 39 метров.

Баженовская свита (волжский-ранне-берриаский ярусы) сложена темно-серыми аргиллитами, иногда черными с красно-коричневым оттенком, сформировавшимися в глубоких морских бассейнах. Аргиллиты тонкослоистые, перемежаются с ограниченными массивными прослоями. Породы баженовской свиты битуминозные и слюдястые с вкраплениями известняка и мергелей. В разрезе баженовской свиты установлены ассоциации различных аммонитов, разные виды моллюсков и радиолярий, по которым всю баженовскую свиту можно датировать волжским-ранне-берриаским ярусом. Толщина свиты на месторождении меняется от 30 до 45 метров.

Меловая система

На площади месторождения сохранился полный геологический разрез меловых отложений. Его нижняя часть представлена следующими свитами: ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской. Верхняя часть разреза сложена верхами ханты-мансийской свиты, континентальными осадками уватской свиты и морскими отложениями кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Ахская свита (по возрасту относится к берриас-готеривскому ярусам) делится на два стратиграфических подразделения: нижнюю, представленную толщей однообразных пород материкового склона, местами перекрытых донными осадками (ачимовские пласты)

и верхнюю, представленную толщей морских (прибрежно-морских, мелководных) осадков, в которой выделяются пласты БС₁₋₈.

Верхняя часть ахской свиты сложена морскими (прибрежно-морскими, мелководными) осадками, состоящими из темно-серых пород, грубозернистость которых возрастает вверх по разрезу. Осадки включают алевритистые аргиллиты, алевриты, переходящие в светло-серые глинистые и известково-глинистые песчаники. Песчаники в кровле этой толщи обладают коллекторскими свойствами, и выделяются как пласты группы БС. Однако, на Верхне-Салымском месторождении только пласт БС₈¹ содержит углеводороды.

Пимская пачка (конец валанжинского – начало готеривского ярусов) располагается у самой кровли ахской свиты. Она сложена 25-40-метровой толщей темно-серых аргиллитов и глин. Эта пачка хорошо выделяется по сейсмическим данным и является региональным репером. Аргиллиты этой пачки алевритистые, слюдистые, известковистые, включают фаунистические остатки двухстворчатых раковин (*Buchia*), аммонитов, изредка попадаются позвоночные рыбы и фораминиферы. Фаунистические ассоциации и выявленные в этих глинах аутигенные глаукониты позволяют предположить, что осадконакопление происходило исключительно в морских условиях.

Черкашинская свита готерив-барремского ярусов сложена чередованием аргиллитов, алевролитов и углей, образовавшихся в морских условиях, которые постепенно сменялись речными. Осадки заполняли бухты и заливы. Затем наступил период континентального отложения осадков в условиях размывания дельтовой равнины.

Серые песчаные и алевролитовые образования, толщиной от 2 до 18 м, представляют собой глинистые и слюдистые породы, преимущественно с мелкозернистой текстурой. По ГИС эти песчаники имеют сложное строение и интерпретируются как горизонты АС₄₋₁₂. На Верхне-Салымском месторождении промышленно нефтеносными являются пласты АС₁₁¹⁻² и АС₁₀. Цвет аргиллитов меняется от серого к темно-серому, иногда встречаются зеленоватые пропластки.

Алымская свита сложена преимущественно темносерыми глинами, образовавшимися в прибрежных морских условиях в аптское время. В верхней части этой свиты встречаются прослой битуминозных аргиллитов, которые в нижней ее части сменяются светло-серыми мелкозернистыми глинистыми алевролитами и песчаниками. Присутствуют также тонкие глинистые известняковые пропластки. Глины в нижней части свиты (кошайская пачка) выполняют роль регионального сейсмического репера (М). Кошайские глины служат региональной покрывкой подстилающим неокомским пластам. Толщина свиты достигает 100м и более.

Викуловская свита (аптский и альбский ярусы) может быть разделена на две части – нижнюю, сложенную глинистыми породами, и верхнюю - песчанисто-глинистую с преобладанием песчаников и алевролитов. В осадках свиты широко распространены растительные остатки. Толщина свиты более 200 м.

Ханты-Мансийская свита (охватывает период от альбского яруса до сеноманского) представлена неравномерно чередующимися пластами песчаных и глинистых пород. Алевролиты и песчаники меняют цвет от светло-серого до серого, для них характерны рыхлость, слюдистость и глинистость. В отложениях этой свиты встречаются многочисленные растительные остатки. Толщина пород свиты меняется от 265 до 279 м.

Уватская свита сеноманского яруса сложена неравномерно чередующимися плохо сцементированными песками, алевролитами, песчаниками, аргиллитами и глинами, цвет которых меняется от зеленовато-серых до темно-серых. В породе встречаются обизвесткованные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, окаменевшая смола, а также отдельные фораминиферы. Толщина уватской свиты меняется от 278 м до 297 м.

Кузнецовская свита туронского яруса сложена плотными глинами серого и зеленовато-серого цвета, с прослоями глауконитовых алевролитов и реже песчаников. Наблюдаются остатки пиритизированных водорослей, чешуи рыб, обизвесткованные остатки растительности, фораминифер и двухстворчатых раковин. Толщина пород свиты 39-55 м.

Березовская свита (коньякский и кампанский ярусы) делится на две части. Нижняя часть свиты представлена серыми и пепельно-серыми монтмориллонитовыми глинами с прослоями серой и голубовато-серой опоки. Верхняя часть свиты, сложенная серыми и темносерыми слюдистыми однородными песчанистыми глинами. Отдельные частицы глауконита, остатки рыб, фораминифер и радиолярий встречаются по всей толще свиты, толщина которой меняется от 154 до 179 м.

Ганькинская свита (поздний кампанский и маастрихтский ярусы) сложена серыми и зеленовато-серыми известковыми глинами, переходящими в мергели, содержащие частицы глауконита, скопления сидерита, обломки двухстворчатых раковин, гастропод и ассоциации маастрихтских фораминифер. Толщина свиты 51 - 86 м.

Палеогеновая система.

Породы палеогена на площади месторождения согласно перекрывают меловые отложения. Никаких признаков на существование перерыва в осадконакоплении по разрезу не выявлено.

Породы палеогена представлены морскими отложениями талицкой, люлинворской и тавдинской свит, а также континентальными осадками атлымской, новомихайловской и туртасской свит.

Талицкая свита палеоцена представлена темно-серыми заиленными глинами, содержащими глауконит. В верхней части свиты фиксируются чечевидные прослои глинистого алеврита и сидерита темно-коричневого цвета, переходящего в красновато-коричневый. Кроме того, наблюдаются небольшие пиритизированные растительные остатки и чешуя рыб. Толщина пород свиты составляет 119-135 м.

Люлинворская свита ранне-среднего эоцена представлена глинами, цвет которых меняется от серого до зеленовато-серого. Толщина пород свиты на территории месторождения меняется от 220 до 245 м.

Тавдинская свита позднего эоцена представлена тонкослоистой заиленной глиной серого - зеленовато-серого цвета, с прослоями алевrolита. Толщина свиты составляет 160-180 м.

Атлымская свита олигоцена сложена серыми мелкозернистыми и среднезернистыми (в основном кварцевыми) песками, содержащими растительные остатки, древесный материал, тонкие прослои бурых углей, и серых, серо-зеленых заиленных глин. Толщина пород свиты 50-60 м.

Новомихайловская свита олигоцена представлена неравномерным чередованием песка, глин и алевrolитов. Песок серого и светло-серого цвета, с очень малым размером зерна, содержит частицы кварца, полевого шпата и растительные остатки. Глины и алевrolиты серого и красновато-коричневого цвета содержат остатки деревьев и тонкие прослои углей. Толщина пород на месторождении достигает 80 м.

Туртасская свита, также принадлежащая по возрасту к олигоцену, сложена зеленовато-серыми тонкослоистыми глинами и алевrolитами с прослоями диатомита и очень мелкозернистого кварцево-глауконитного песка. Толщина пород 40-70 м.

Четвертичная система

Четвертичные породы несогласно перекрывают отложения олигоцена (пробел в осадконакоплении около 22 миллионов лет).

Нижняя часть разреза представлена плохо отсортированными серыми песками с прослоями зеленоватых и коричнево-серых глин, суглинков и супеси.

Верхняя часть разреза сложена болотистыми и озерными осадками, торфом, иловатыми осадками, глиной, суглинками и супесью. Четвертичные породы содержат пресноводную фауну. Толщина четвертичных пород 60-100 м.

Таким образом, геологический разрез Верхне-Салымского месторождения представлен породами двух структурных комплексов: песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и метаморфизованными породами доюрского фундамента.

1.3.2. Тектоника

Верхне-Салымское месторождение расположено в западной части Среднего Приобья и в тектоническом отношении относится к крупному Салымскому поднятию. Это поднятие находится к западу от крупнейших Сургутского и Нижневартовского сводов, к которым приурочены самые продуктивные нефтяные месторождения Среднего Приобья. На западе и юго-западе Салымское поднятие ограничено Ханты-Мансийской впадиной (рис. 4).

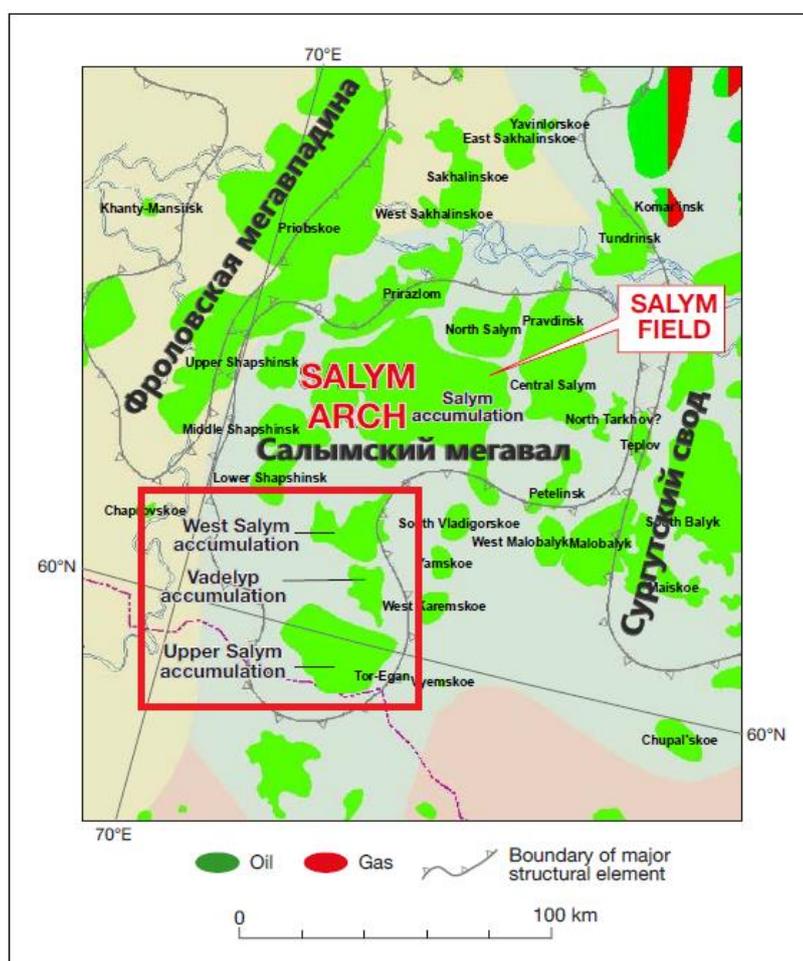


Рисунок 4. Нефтегазовые месторождения на структурной карте в юго-западной части Западно-Сибирского бассейна. Красной рамкой выделен район прохождения практики и указаны месторождения Салымской группы: Западно-Салымское, Вадельпское, Верхне-Салымское (по материалам Blackbourn Geiconsulting, 2012) [1]

Верхне-Салымское месторождение расположено над поднятиями фундамента. По кровле юрских отложений (баженовский отражающий горизонт) выделяются два

невысоких купола, ориентированных в направлении ССЗ-ЮЮВ. Гребень более высокого южного купола (Верхний Салым) примерно на 40 м выше.

Рельеф на неокомском уровне аналогичен. На уровне кровли пласта АС₁₀ также выделяются два невысоких купола (Западно- и Верхне-Салымские месторождения), соединенных между собой цепью куполообразных ловушек меньших размеров, вытянутых на ССЗ (Ваделыпское месторождение).

Высота структуры непрерывно возрастает в южном направлении, достигая максимума в районе скважины 8 (Верхне-Салымское месторождение). Объединенная высота складки по Западно- и Верхне-Салымским месторождениям составляет 80м.

Верхне-Салымское куполовидное поднятие (средняя структура II–порядка), к которому приурочено Верхне-Салымское месторождение, входит в состав Салымской группы поднятий (крупная структура II–порядка) и располагается между Ханты-Мансийской впадиной (с запада), Милясовским малым прогибом (с северо-востока) и Демьянско-Салымской мезоседловиной (с юга) (прил. 4). Верхне-Салымские структуры III–порядка представляют собой единое поднятие неправильной формы с двумя куполами: южным и центральным.

Таким образом, Верхне-Салымское месторождение расположено в Западной части Среднего Приобья и в тектоническом отношении относится к Салымскому поднятию, на территории которого разведаны несколько месторождений. Залежи нефти Верхне-Салымского месторождения приурочены, в основном, к локальным поднятиям.

1.3.3. Нефтегазоносность

Салымская группа месторождений относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, входит в Салымский НГР Фроловской нефтегазоносной области.

По величине начальных извлекаемых запасов Верхне-Салымское месторождение относится к категории средних, по строению – к очень сложным. Продуктивные пласты имеют локальное (ограниченное) распространение. Линейно-вытянутые в северо-восточном направлении зоны присутствия коллектора чередуются с зонами полной глинизации пластов. Фактором, также осложняющим освоение месторождения, является наличие большого этажа нефтеносности – 845 м (от 2175 до 3020 м).

На площади Верхне-Салымского месторождения выделены 2 нефтегазоносных комплекса (НГК) - средне-верхнеюрский и неокомский, включающих в себя 8 продуктивных пластов: АС₁₀, АС₁₁¹⁻², БС₈¹, Ач₁, Ач₃, Ач₄₋₅, Ю₀ и Ю₂₋₃. Ниже приведена краткая характеристика каждого из НГК в стратиграфическом порядке снизу-вверх.

Средне-верхнеюрский НГК

На территории месторождения комплекс представлен отложениями Тюменской и Баженовской свит. Типовой литолого-стратиграфический разрез с геофизической характеристикой среднеюрских отложений представлен в Приложении 5. Анализируя разрез с точки зрения геофизических данных, видно, что по методу ПС выделяются значительными отрицательными аномалиями интервалы следующих пластов: ЮСП₂ и ЮСП₉.

Тюменская свита является продуктивной в пласте Ю₂₋₃ (рис. 5). При опробовании пласта в скважине 21 был получен приток безводной нефти дебитом 7,4 м³/сут.

Отложения баженовской свиты опробованы в 5-ти разведочных скважинах, в 4-х из которых получена безводная нефть. Максимальный дебит нефти зафиксирован по скв.4 – 20,4 м³/сут на штуцере диаметром 6 мм. Слабая изученность коллекторов не позволяет достаточно полно судить о перспективах разработки баженовской свиты.

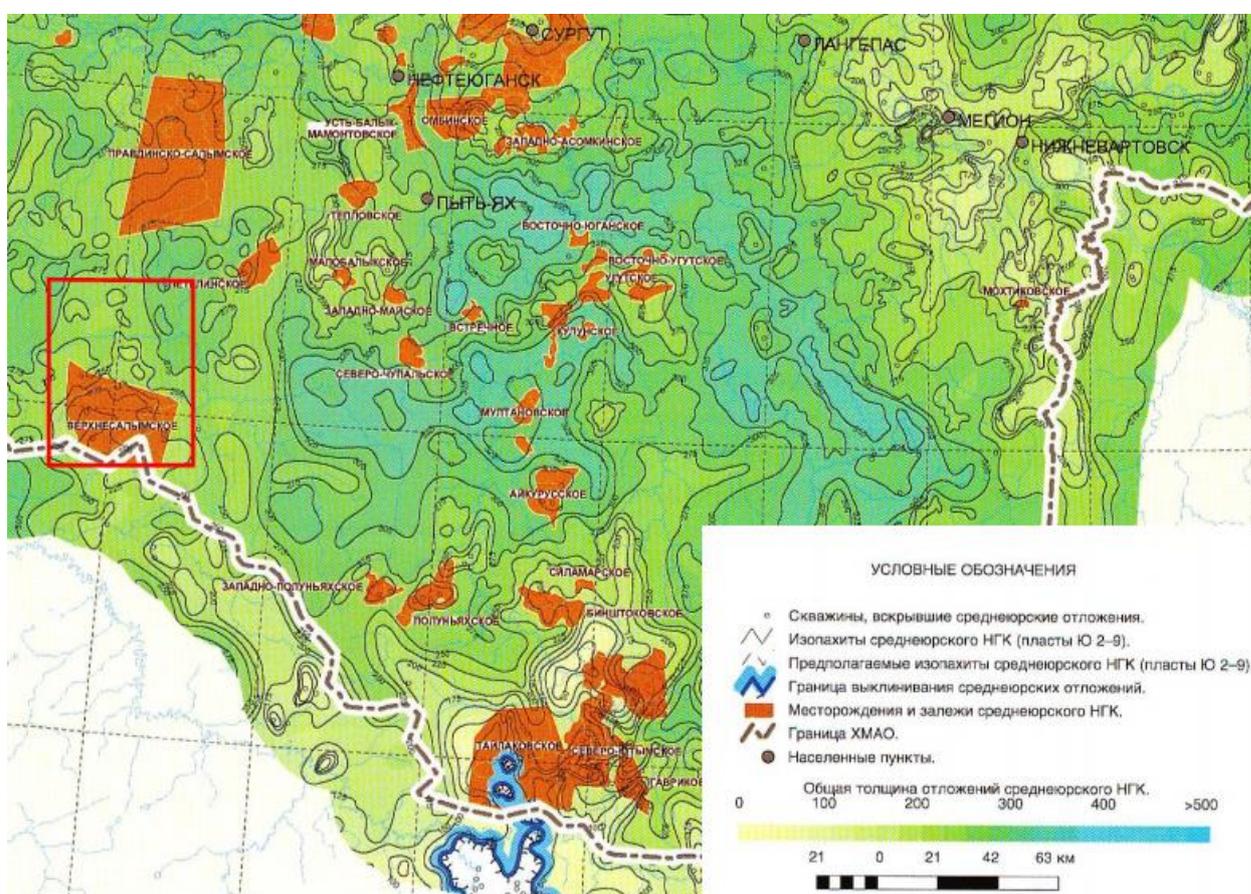


Рисунок 5. Карта строения среднеюрского НГК. Под редакцией А.Г. Мухер. Составители: А.Г. Мухер, А.В. Тугарева, А.А. Солопахина. 2002 г. Красным обозначен район Салымской группы месторождений. [5]

Неокомский НГК

Неокомский НГК в рассматриваемом районе представлен отложениями Ачимовской пачки, пластом БС₈¹ и пластами группы «А».

Ачимовская толща. Нефтеносные пласты прослеживаются в центральной части Верхне-Салымского лицензионного участка. Продуктивными на месторождении являются пласты: Ач₁, Ач₃, Ач₄₋₅. Для всех пластов характерно северо-восточное простирание и линзовидный характер. Из 9 разведочных скважин, вскрывших рассматриваемый объект, только в двух (скв. 3 и 6) получены незначительные притоки нефти дебитом 5,2 и 4,5 м³/сут соответственно.

Пласт БС₈¹. Залежь пласта расположена в северо-восточной части Верхне-Салымского лицензионного участка. Всего испытано 7 разведочных скважин, в 4-х из них (скв. 6, 9, 25 и 29) получены притоки нефти с максимальным дебитом безводной нефти 15,2 м³/сут (скв.25).

Пласты группы «АС». Залежи нефти на территории месторождения выявлены в пластах АС₁₁¹⁻² и АС₁₀. Пласт АС₁₁³, продуктивный на соседних месторождениях, на Верхне-Салымском является водоносным.

Пласт АС₁₁¹⁻² является основным перспективным объектом разработки Верхне-Салымского месторождения и содержит 66% утвержденных запасов. Исследования на приток проведены в 12-ти скважинах, в 4-х из них получены притоки безводной нефти. На Западном участке месторождения испытаны 8 скважин, но только в одной (скв.301) получен приток чистой нефти дебитом 59,3 м³/сут при перепаде давлений 8,2 МПа. На Восточном участке опробованы 4 скважины, в 3-х из них получена безводная нефть. Максимальный дебит составил 120,4 м³/сут на 8 мм штуцере (скв.7).

Пласт АС₁₀ является нефтеносно продуктивным только в Западной части месторождения. Всего испытаны 3 скважины. В 2-х скважинах (№22 и 1) получены притоки безводной нефти с дебитами, соответственно, 72 и 20,4 м³/сут.

Таким образом, промышленная нефтеносность месторождения связана, главным образом, с пластами группы «А» и БС₈¹. Промышленный потенциал нижезалегающих юрских отложений и пластов «Ач» очевиден и подтвержден разведочным бурением, хотя и требует серьезного, более детального изучения. Подводя итог всему вышесказанному, приведем схему размещения залежей нефти на Салымской группе месторождений (Прил. б).

1.4. Фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных комплексов

На Салымской группе месторождений происходит разработка коллекторов, сложенных песчано-глинистыми отложениями черкашинской свиты, причем, присутствуют как аквагенные (речные/морские), так и терригенные коллекторы с характерными УЭС 10-20 Ом·м. Дополнительно, коллекторы черкашинской свиты, осложнены наличием плотных карбонатных линз, мощность которых составляет от десятков см до 2-3 м в толщину и не являются маркирующими горизонтами, не могут быть выделены в отдельный протяженный маркирующий горизонт, УЭС таких включений составляет 20-200 Ом·м. Вмещающие породы аргиллиты имеют УЭС 2-3 Ом·м. Плотность пластов коллекторов составляет 2.32-2.44 г/см³, а плотность карбонатных прослоев – 2.5-2.7 г/см³, этот контраст и позволяет выполнить литологическое расчленение.

Средние значения ГК на интервалах коллекторов составляет 50-80 gAPI (примерно 5-8 мкРн/ч), что так же обусловлено содержанием глинистых минералов в коллекторах.

Литологическое расчленение так же может выполняться с помощью нейтронного каротажа ННК, суть которого заключается в измерении нейтронной пористости, которая пропорциональна индексу водорода (содержание водорода в породе). Аргиллиты сложены минералами класса листовых силикатов (глинистые), для которых характерно большое количество OH^- групп в химической формуле, из-за это значения нейтронной пористости на глинистых прослоях составляет 30-40 %, тогда как на интервале песчано-глинистых коллекторов – 15-25 %, на интервалах карбонатов 5-15 %.

Таким образом, минимальный комплекс для определения ФЕС на данном месторождении ГК+ННК+ГГК+ИК(КС). Разрез на месторождениях Салымской группы достаточно хорошо изучен как с геологической точки зрения (керна, сейсмика и пр.), так и с точки зрения специальных высокотехнологичных скважинных методов (ЯМК, кросс-дипольная акустика, трехмерная кросс-компонентный ИК, отбор и анализ проб, естественная спектрометрия и т.д.), поэтому использование такого минимального комплекса методов вполне достаточно.

Основными перспективными объектами разработки являются пласты группы «АС» неокомского НГК.

Пласт АС₁₀

В целом пласт характеризуется невысокими средними значениями общих толщин и низкими значениями – эффективных и нефтенасыщенных толщин, коэффициентов песчаности и расчлененности (табл. 1).

Таблица 1. Характеристика пласта АС₁₀

| Параметр | Среднее значение | Интервал изменения значений |
|----------------------------|------------------|-----------------------------|
| Общая толщина | 9,7 м | 4,4-22,2 м |
| Эффективная толщина | 3,8 м | 1,0-11,2 м |
| Нефтенасыщенная толщина | 3,5 м | 2,0-11,2 м |
| Коэффициент песчаности | 0,38 | 0,14-0,90 |
| Коэффициент расчлененности | 2,0 | 1-8 |

Средние значения параметров коллекторских свойств пласта АС₁₀, принятые для проектирования:

- Пористость - 21%.
- Проницаемость - 66 мД (по ГДИ).
- Нефтенасыщенность - 62%.

Пласт АС₁₁¹⁻²

Этот пласт по объему утвержденных ГКЗ запасов углеводородов является одним из основных объектов разработки на Верхне-Салымском месторождении.

Среднее значение общей толщины по пласту составляет 24,7м, при интервале изменения по скважинам - от 7м (скв.237) до 35,6м (скв.12).

Средние значения и интервалы изменения параметров по 34 скважинам, вскрывшим коллектора пласта АС₁₁¹⁻², составляют (табл. 2):

Таблица 2. Характеристика пласта АС₁₁¹⁻²

| Параметр | Среднее значение | Интервал изменения значений |
|-----------------------------|------------------|-----------------------------|
| Общая толщина | 24,7 м | 7-35,6 м |
| Эффективная толщина | 11,1 м | 1,2-21 м |
| Нефтенасыщенная толщина | 8,7 м | 0,6-15,4 м |
| Коэффициент песчаности | 0,45 | 0,06-0,76 |
| Коэффициент расчлененности | 4,4 | 1-9 |
| Толщина непроницаемых пород | 13,6 м | 2,2-25,8 м |

В зонах развития коллектора увеличение таких параметров, как эффективная толщина, коэффициенты песчаности, расчлененности, пористости и проницаемости происходит от зон глинизации к центральной части присутствия коллектора с наличием небольших пережимов в виде локальных понижений величин параметра.

Характерной чертой геологического строения пласта АС₁₁¹⁻² является присутствие в разрезах скважин достаточно больших толщ непроницаемых пород. Среднее значение толщины непроницаемых разделов в разрезе пласта АС₁₁¹⁻² – 13,6м, т.е. на 2,5м (или на 18%) больше аналогичного значения эффективной толщины.

Песчаность отложений пласта АС₁₁¹⁻² невысокая и составляет в среднем 45%, при изменении значений по скважинам – от 6 до 76%.

Диапазон изменения параметра расчлененности пласта - высокий. В разрезах скважин выделяется от 1 до 9 проницаемых пропластков при среднем значении 4,4.

Средние значения параметров коллекторских свойств пласта АС₁₀, принятые для проектирования:

- Пористость – 21%.
- Проницаемость – 50,5 мД (по ГДИ).
- Нефтенасыщенность – 61%.

Сводная сравнительная характеристика глубин залегания, отметок ВНК и толщин продуктивных пластов АС₁₀ и АС₁₁¹⁻² по скважинам приведена в табл. 3.

Таблица 3. Геолого-физическая характеристика пластов АС₁₀ и АС₁₁¹⁻² Верхне-Салымского месторождения

| Параметры | АС ₁₀ | АС ₁₁ ¹⁻² |
|---|----------------------|---------------------------------|
| Абсолютная отметка кровли, м | -2099-2131 | -2108-2140 |
| Абсолютная отметка ВНК, м | -2117-2139 | -2143 |
| Тип залежи | Пластово-сводовый | |
| Тип коллектора | Терригенный, поровый | |
| Площадь нефтеносности, тыс.м ² | 47030 | 102080 |
| Общая толщина, м | 9,7 | 24,7 |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 1,9 | 5,1 |
| Пористость, % | 21 | 21 |
| Нефтенасыщенность, доли ед. | 0,62 | 0,61 |
| Проницаемость, мД | 66 | 50,5 |
| Песчанистость, доли ед. | 0,38 | 0,45 |
| Расчлененность, доли ед. | 2,0 | 4,4 |
| Пластовая температура, °С | 95,5 | 96 |
| Пластовое давление, МПа | 21,2 | 21,7 |
| Давление насыщения, МПа | 7,1 | 7,5 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа×с | 2,02 | 2,26 |
| Плотность пластовой нефти, т/м ³ | 0,809 | 0,826 |
| Плотность пов. Нефти, т/м ³ | 0,874 | 0,874 |
| Объемный коэф. нефти, доли ед. | 1,106 | 1,084 |
| Содержание серы, % | 1,43 | 1,42 |
| Содержание парафина, % | 2,33 | 2,26 |
| Газосодержание нефти, м ³ /т | 30 | 29 |

Глава 2. Методическая часть

2.1. Применяемые методы исследования и их задачи

Салымская группа месторождений — пока что единственная в Западной Сибири, где на всем эксплуатационном фонде был выполнен современный комплекс ГИС, записанный за одну спускоподъемную операцию, и где комплекс гидродинамических исследований скважин (ГДИС), обеспечивающий дифференциальные замеры пластового давления и параметры пластового флюида, является рутинной операцией, проводимой в каждой пятой скважине. Примерно в каждой двадцатой эксплуатационной скважине выполняются операции по отбору керна и регулярно проводится ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), а также углерод-кислородный (С/О) каротаж, измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) в колонне и трассерные исследования [6].

Компания Салым Петролеум Девелопмент Н.В. для выполнения геофизических работ нанимает следующие подрядные организации: ОАО «Когалымнефтегеофизика» и компанию «Шлюмберже» (Schlumberger). Все месторождения Салымской группы охвачены каротажем, выполненным компанией Schlumberger единой связкой приборов Platform Express (РЕХ). Вторым по массовости применения на месторождениях комплексом ГИС стала современная каротажная аппаратура отечественного производства, доработанная специалистами СПД и ОАО «Когалымнефтегеофизика» и объединенная в единую связку «Комбо», а также ее усовершенствованная модификация «СуперКомбо» [7].

Вне зависимости от типа связки в комплекс ГИС входят: многозондовый гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт), гамма-каротаж, комплекс разноглубинных методов измерения УЭС, кавернометрия (профилеметрия) (КВ), акустический каротаж (АК), микробоковой каротаж (МБК). В зависимости от типа связки приборов могут применяться и дополнительные методы: в РЕХ — измеряется потенциал самопроизвольной поляризации (SP) и фотоэлектрический фактор (PEFZ), а в связке «СуперКомбо» — используются микронды (МГЗ и МПЗ).

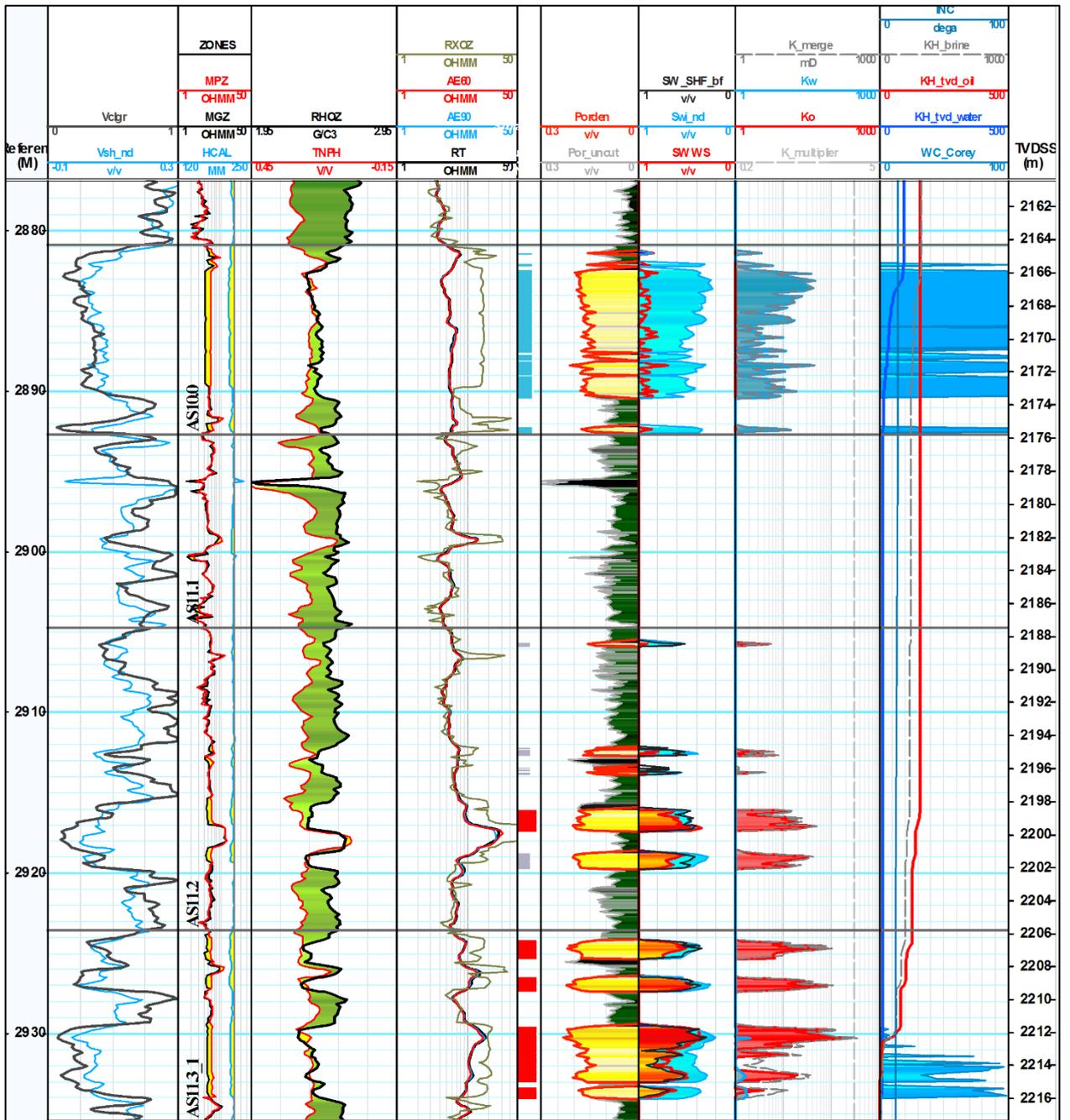


Рисунок 6. Фрагмент каротажной диаграммы, полученной связкой приборов «СуперКомбо»

Методы, применяемые для геофизических исследований в СПД, можно сгруппировать по цели их выполнения (табл. 4):

Таблица 4. Методы ГИС, применяемые в СПД для различных целей

| Цель применения метода | Название метода | Получаемая информация |
|---|--|---------------------------------|
| Характеризуют литологию | Vclgr (ГК) | Относительная глинистость |
| | PEFZ (Фотоэлектрический каротаж) | Фотоэлектрический фактор |
| | Vsh_nd (НК +ГГК-п) | Водородосодержание твердой фазы |
| Определяют наличие глинистой корки | HСAL (микрокаверномер) | Диаметр скважины |
| | MPZ, MGZ (микропотенциал-зонд, микроградиент-зонд) | Приращения по микрометодам |
| Определяют пористость (наличие разбега характеризует коллекторские свойства на качественном уровне) | SPHI (АК) | Акустическая пористость |
| | RHOZ (ГГК-п) | Плотность |
| | TNPH (НК) | Нейтронная пористость |
| Определяют УЭС пласта и промытой зоны (наличие разбега является качественным признаком коллектора) | RT (МФЗ, ИК) | УЭС пласта |
| | RХОI (МФЗ, ИК) | УЭС промытой зоны |

Проведение описанного комплекса ГИС за одну спускоподъемную операцию накладывает дополнительные требования к качеству ствола скважины, однако получаемая при этом выгода несоизмеримо больше. Во-первых, обеспечивается полнота данных. Во-вторых, сокращается время каротажа. Так, среднее время каротажа при средней глубине скважины 2700-3000 м составляет всего 4 часа, а рекорд времени каротажа — 3 ч 01 мин в скважине глубиной 2690 м [7]. Более полный комплекс геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) в совокупности с изучением керна позволяет расширить спектр производственных задач и обеспечивает большую достоверность собранных данных. В соответствии с разработанной программой сбора информации на каждом кусте из специально намеченных скважин, отражающих особенности геологического строения изучаемых отложений, выполняется отбор керна.

Эффективность технологии отбора и выдающаяся сохранность материала полностью исключили традиционные проблемы с глубинной увязкой керна и позволили добиться высокой плотности образцов на единицу длины разреза. В 2012 году на Верхне-Салымском месторождении (скв. US-161) СПД и компания «СибБурМаш» установили рекорд — 78.93 м керна при 100%-ном выносе за одну спускоподъемную операцию.

2.2. Методика и техника полевых работ

Как уже было сказано в п. 2.1 сервисными организациями, оказывающими услуги ГИС являются «Шлюмберже» и «Когалымнефтегеофизика». В виду потребностей компаний-заказчиков сократить время, затрачиваемое на геофизические работы, при этом сохраняя надежность, и качество получаемых данных, сервисные компании постоянно совершенствуют свое техническое оснащение. На сегодняшний день на территории СПД для геофизических работ применяют систему The Platform Express (PEX) компании «Шлюмберже» и «СуперКОМБО» компании «Когалымнефтегеофизика». Оборудование обеих компаний позволяет выполнять полный комплекс исследований за один спуск.

Все месторождения Салымской группы охвачены каротажем, выполненным компанией Schlumberger единой связкой приборов Platform Express (PEX) (рис. 7), которая включает (табл. 5) Array Induction Imager Tool (AIT) – многозондовый индукционный имиджер или High-Resolution Azimuthal Laterolog Sonde (HALS) – зонд азимутального бокового каротажа высокого разрешения, в качестве приборов для измерения сопротивления с максимальным вертикальным разрешением 12 дюймов каждый (30,5 см). Определение электрических сопротивлений промытой зоны R_{xo} и истинных сопротивлений R_t производится в реальном времени и дополняется азимутальными и радиальными имиджами сопротивлений. Датчики трехзондового литоплотностного каротажа (TLD) и микробокового зонда с цилиндрической фокусировкой тока (MCFL) встроены в один прижимной «башмак», обеспечивающий контакт с пластом. Зонд TLD литоплотностного каротажа имеет вертикальное разрешение 16, 8 или 2 дюйма (40.6, 20.3 или 5.08 см соответственно); цилиндрически сфокусированный зонд микробокового каротажа MCFL, исследующий тот же объем пласта, имеет вертикальное разрешение 2 дюйма (5.08 см).

Высокоинтегрированный зонд нейтронного гамма-каротажа (HNGS) обеспечивает оценку естественной гамма-активности и нейтронной пористости со стандартным вертикальным разрешением 24 дюйма (61 см). Для достижения 12-дюймового вертикального разрешения нейтронного каротажа применяется альфа-обработка.

Акселерометр обеспечивает поправку на скорость в масштабе реального времени и автоматическую увязку глубин для всех измерений. Это значительно снижает время выполнения измерений в скважине [9].

Таким образом, PEX позволяет выполнять литологическое расчленение пород по разрезу, выделять проницаемые прослои коллекторов, оценивать их основные фильтрационно-емкостные свойства (пористость, проницаемость, глинистость, водонасыщенность).

Таблица 5. Функциональные возможности оборудования PEX и диапазон измерений [9]

| Название зонда | HGNS | HRMS | HALS | AIT |
|--------------------|---------------------------------|--|---|--|
| Виды измерений | Гамма-излучение | Объемная плотность | Удельное сопротивление по боковому каротажу | Удельное сопротивление по индукционному каротажу |
| | Нейтронная пористость | Фотоэлектрический фактор (ФЭФ) | | |
| | | Кавернометрия | | |
| | Акселерометр | Микросопротивление | Самопроизвольная поляризация (ПС) | Самопроизвольная поляризация (ПС) |
| | УЭС бурового раствора | | УЭС бурового раствора | |
| Диапазон измерений | Гамма-излучение: 0,1-100 мкРн/ч | Объемная плотность: 1,04-3,3 г/см ³ | 0,2-40000 Ом*м | 0,1-2000 Ом*м |
| | Нейтронная пористость: 0-60 % | ФЭФ: 0,9-10 | | |
| | | Кавернометрия: 55,88 | | |

Оперативная интерпретация данных, полученных при помощи комплекса Platform Express, которую можно провести в реальном времени, включает кривые удельного сопротивления, пористости и кривые для проведения корреляции, а также литологическую колонку и имидж водонасыщенности. Вместе с другими кривыми вычисляются и отображаются кривые истинного удельного сопротивления, удельного сопротивления промытой зоны и «нейтронно-плотностная» пористость. При значениях эффективной пористости более 3% и водонасыщенности менее 40%, слева от дорожки 5 появляются флажки потенциально продуктивных зон (прил. 7). Поправка на скорость и увязка глубин в реальном времени делают эту экспресс-интерпретацию с высокой точностью. Распечатку можно проводить или в процессе каротажа, или по окончании работы.

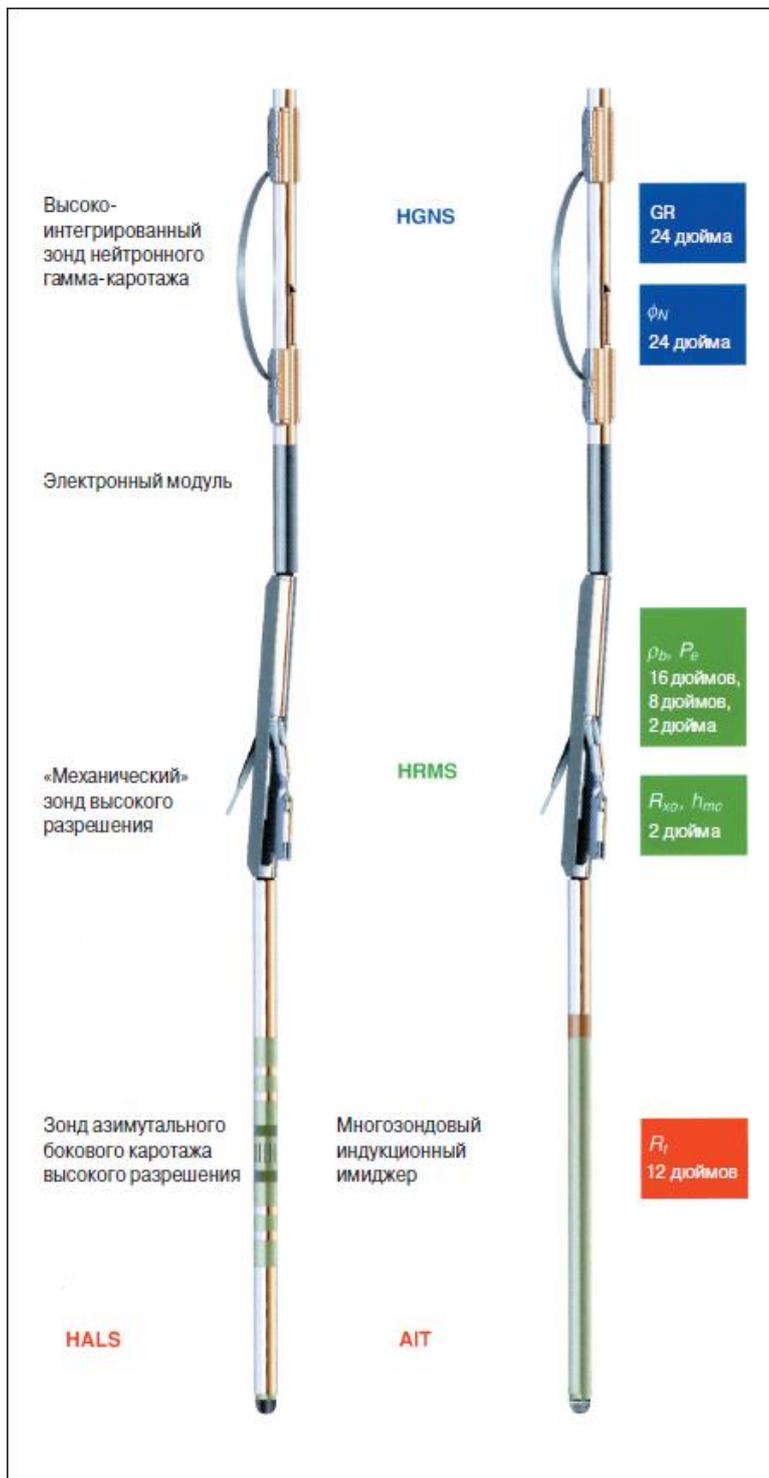


Рисунок 7. Схема оборудования Platform Express [9]

Малая длина и гибкая конструкция зонда позволяют ему успешно работать в скважинах малого радиуса искривления и при наличии участков с высокой интенсивностью угла (табл. 6, рис. 8).

Таблица 6. Технические характеристики оборудования Platform Express [9]

| Параметр | Значение |
|--------------------------------|---------------|
| Длина | 11,5 м |
| Масса | 260 кг |
| Наружный диаметр | 76.2-101.6 мм |
| Температура | 125°C |
| Давление | 680 атм. |
| Размер скважины | 152-406 мм |
| Максимальная скорость каротажа | 1097 м/ч |



Рисунок 8. Характеристики скважин для применения оборудования PEX [9]

Выбор способа спуска прибора: на кабеле (openhole wireline logging) или на трубах (logging drillpipes) определяется геолого-техническими условиями, к которым можно отнести зенитный угол отклонения скважины от вертикали, дифференциальное давление в скважине. Строительство наклонных и горизонтальных скважин, с углом превышающим 55°, высокое дифференциальное давление являются основанием для спуска геофизических приборов на колонне бурильных труб.

Наиболее эффективным методом доставки комплекса приборов в горизонтальный пласт является метод TLC (Tough Logging Conditions) (рис. 9). Данный метод позволяет производить спускоподъемные операции с комплексом ГИС одновременно на кабеле и буровых трубах. Такой подход позволяет контролировать качество регистрируемых данных в режиме online, а также попадать в пласты с любым углом наклона и оперативно получать информацию об исследовании в пласте. Получение конечных данных

происходит еще до окончательного подъема бурового инструмента, что экономит время для заказчика. Для выполнения комплексных геофизических исследований в горизонтальных скважинах любой протяженности горизонтального участка применяется TLC оборудование для спуска на бурильных трубах. Наконечник и головка соединения позволяют произвести подключение геофизического комплекса к геофизическому кабелю непосредственно в скважине, а разрезной переводник, в свою очередь, обеспечивает возможность пропустить геофизический кабель в буровую колонну и синхронный спуск кабеля и буровых труб.

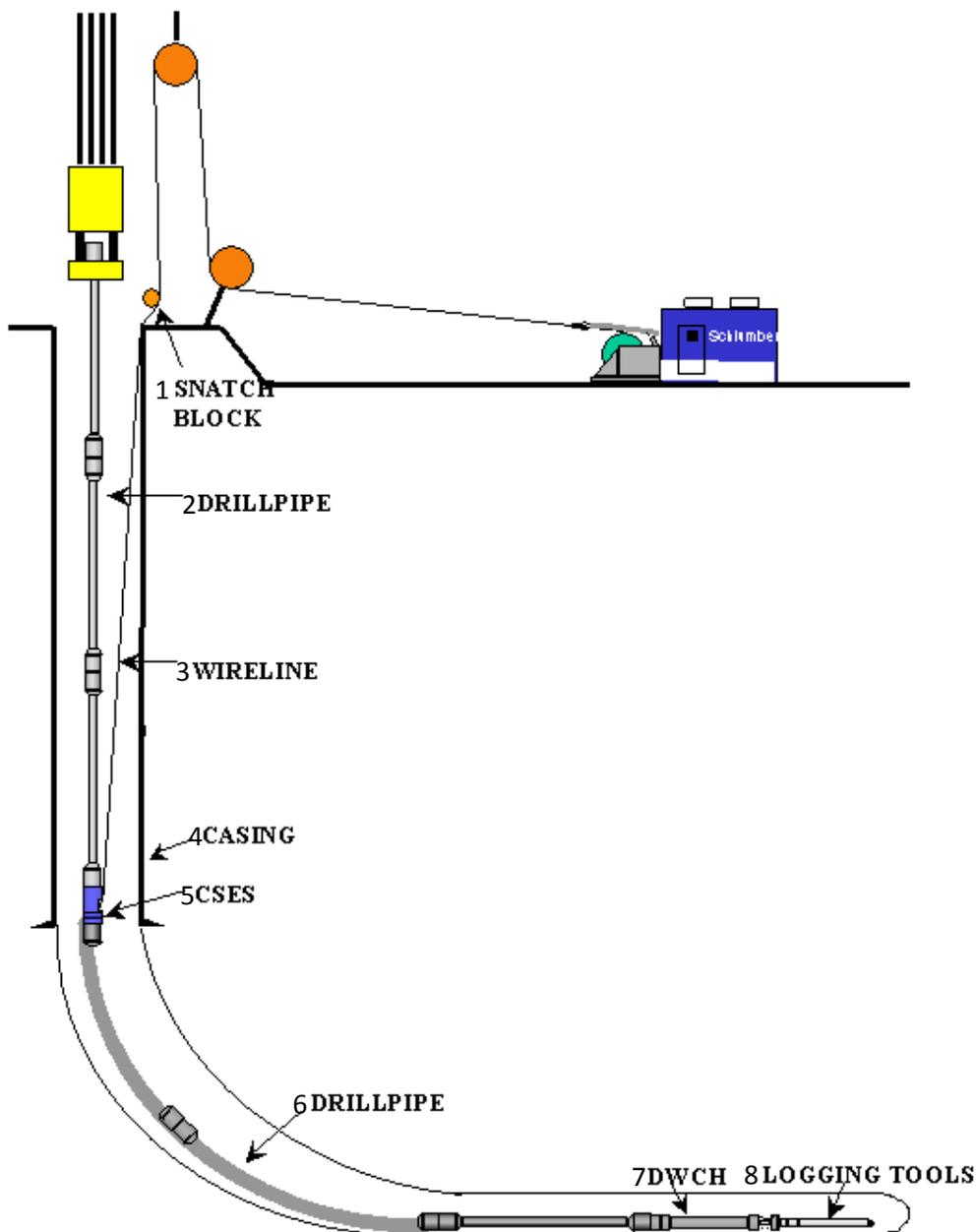


Рисунок 9. Технологическая схема TLC: 1. Нижний ролик; 2, 6. Буровая труба; 3. Каротажный кабель; 4. Обсадная колонна; 5. Кабельный отводник; 7. Соединение DWCH; 8. Инструменты для каротажа.

Оборудование TLC позволяет производить кратковременную промывку для технологических целей (для вымывания загустевшего раствора и частиц из бурильного инструмента). При синхронном подъеме происходит запись приборов. После прохождения приборами исследуемого интервала, при условии хорошего качества данных, происходит передача данных на обработку и интерпретацию.

2.3. Камеральная обработка материалов

В структуру петрофизической службы СПД входят полевая команда петрофизиков (два человека, работающие вахтовым методом) и группа петрофизиков московского офиса (три человека). Полевой петрофизик отвечает за выдачу оперативного (в процессе проведения ГИС) и полевого (после проведения ГИС) петрофизических заключений. Иными словами, уже через 15 мин после прохождения продуктивной зоны каротажной связкой приборов, когда геофизическая аппаратура еще поднимается из скважины, увязанные по глубине данные попадают к полемому петрофизику. Он оценивает их качество и выполняет интерпретацию, на основании которой делается оперативное петрофизическое заключение [7].

Камеральная обработка материала, получаемого со скважины, производится полевым петрофизику в 2 этапа.

На первом этапе петрофизик получает от геофизиков LAS-файл с содержащимися в нем геофизическими кривыми. Петрофизик загружает файл в программное обеспечение Shell Techlog, где кривые приобретают привычный вид.

Techlog обладает самым современным набором инструментов для визуализации, обработки и интерпретации скважинной геологической информации: данные с микроимджеров, результаты лабораторных исследований на керне и т.п (рис. 10). Интеграция всех имеющихся данных в Techlog позволяет проводить комплексный геологический анализ для всех типов месторождений, начиная с терригенных с матричной пористостью и заканчивая сложными карбонатными месторождениями с трещиноватыми и кавернозными продуктивными интервалами.

Основные возможности программного обеспечения включают:

- Интерпретация скважинных микросканеров в ручном и автоматическом режимах;
- Увязка фотографий керна;
- Оценка структурных углов;
- Корреляция разрезов;
- Построение 2D и 3D карт;
- Отображение и корреляция в 3D режиме;
- Фациальный анализ;
- База данных керна;
- Прямое взаимодействие с Petrel.

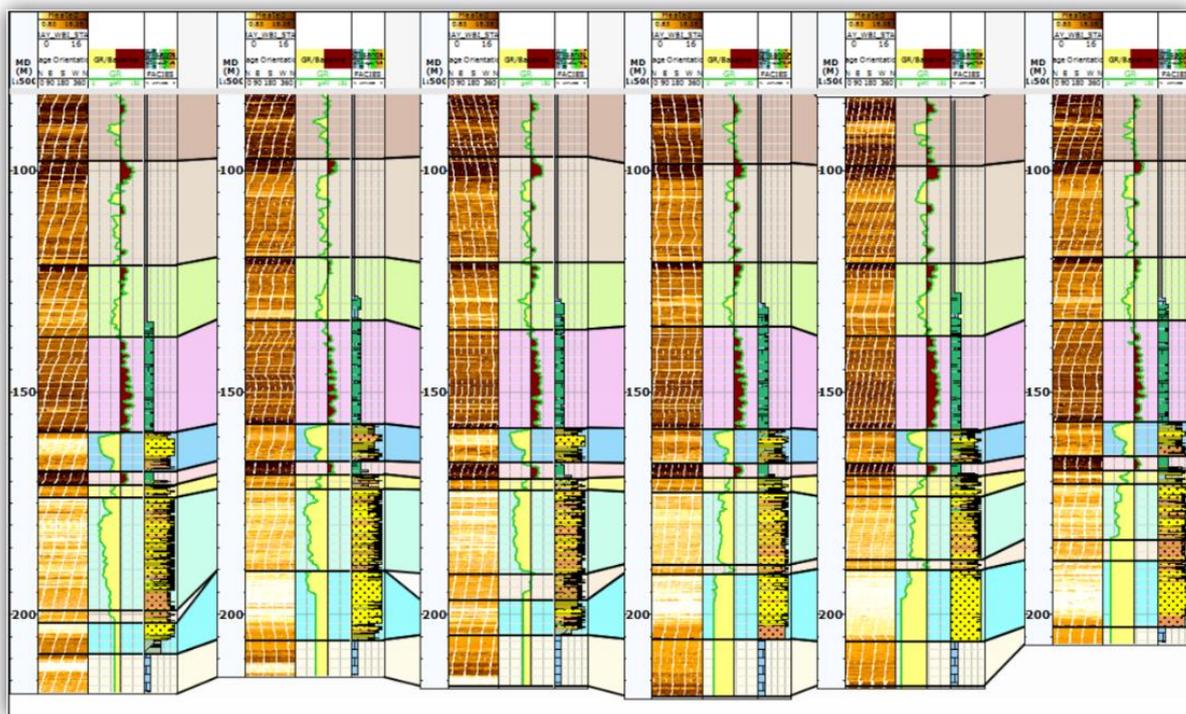


Рисунок 10. Межскважинная корреляция в программе Techlog

На первом этапе обработки происходит осуществление первичного анализа коллекторских свойств и проницаемости пород. Первичный анализ осуществляется в течение 30 минут после записи кривых, по результату которого петрофизик делает заключение о необходимости спуска обсадной колонны в скважину, бурения бокового ствола на запасную цель или ликвидации скважины по геологическим причинам. Основанием для спуска колонны является выполнение двух условий:

1. Мощность нефтенасыщенного коллектора не менее 2 м;
2. Накопленная проницаемость коллектора не менее 50 мД/м.

Факт соблюдения первого условия петрофизик определяет по треку 2 и 5 (рис. 11: в условных обозначениях – 1 и 2). Треки 1-4 являются результатами замеров ГИС. Определяются интервалы коллекторов (по ГК, ГГК-п, нейтронной пористости и кавернометрии) и характер их насыщения (по УЭС).

Факт соблюдения второго условия определяется по треку 9 (рис. 11: в условных обозначениях – 3). Треки 6-9 – результаты интерпретации ГИС. Накопленная проницаемость рассчитывается программой автоматически по заданному программному коду. Подробнее о используемых в коде зависимостях для расчета проницаемостей в главе 2.4.

Требование, предъявляемое к первичной интерпретации, – не столько скрупулезная точность и детальная увязка, сколько скорость и оперативность, чтобы свести к минимуму время простоя буровой бригады.

В зависимости от того, насколько качественно получена и обработана информация, будет зависеть порядок вскрытия нефтеносных пластов, а это, в свою очередь, влияет на эффективность отбора сырья и всю дальнейшую эксплуатацию месторождения.

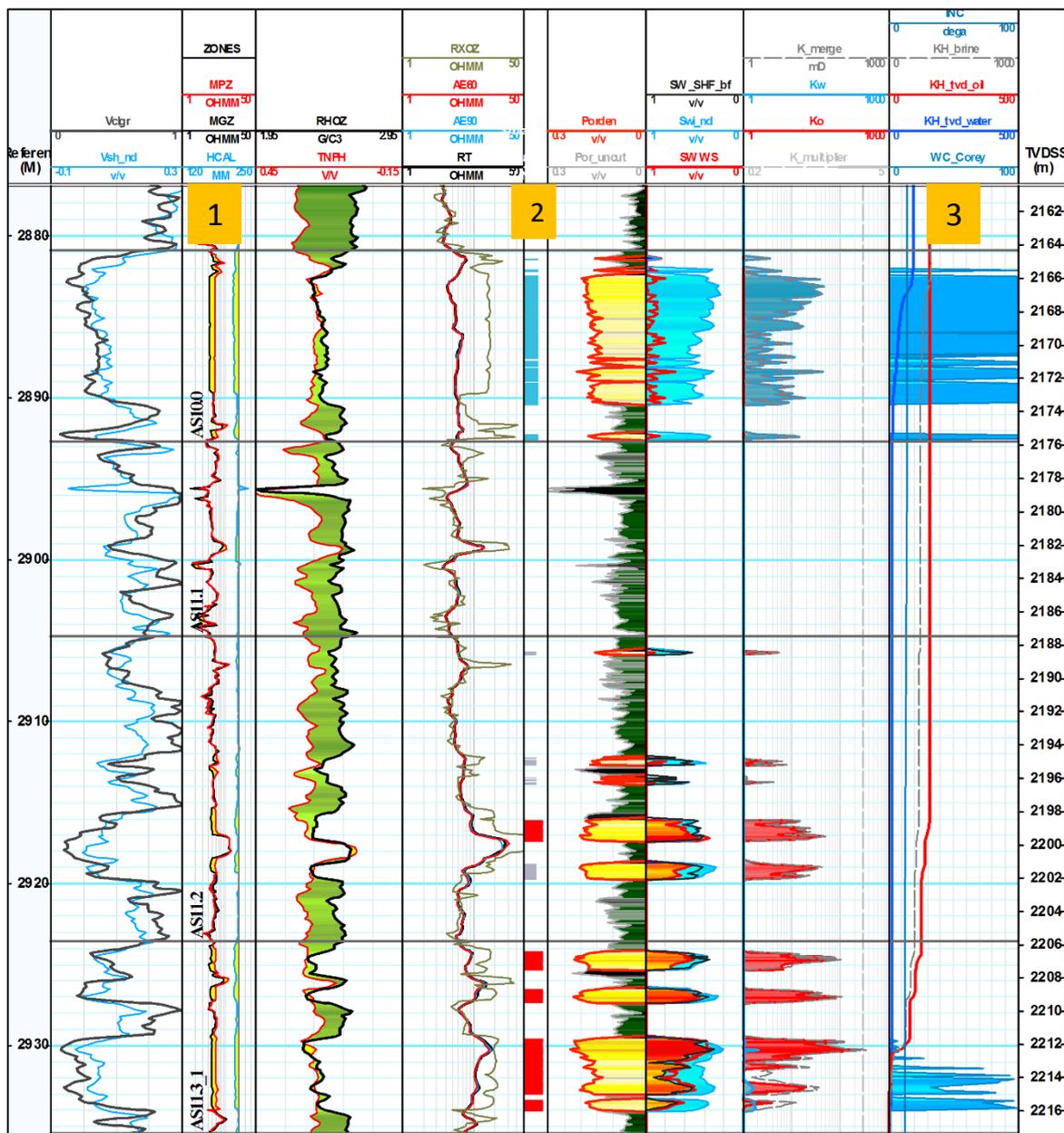


Рисунок 11. Фрагмент первичной петрофизической интерпретации ГИС: 1. Наличие глинистой корки – интервалы коллекторов закрашены желтым цветом; 2. Характер насыщения: синий – вода, красный – нефть, серый – неясно. 3. Накопленная проницаемость – цвет кривой: красный – накопленная фазовая проницаемость по нефти, черный – накопленная абсолютная проницаемость по воде, синий – накопленная фазовая проницаемость по воде.

На втором этапе обработки петрофизик получает от геофизиков более детализированную информацию и уточняет вычисленные характеристики. На данном этапе производится проверка глубины каротажей, их увязка между собой. Также производится корректировка ГГК-п и ННК между собой, с целью не допустить расхождений по глубине и отметить слепые зоны, где по техническим причинам качественной записи сделать не получилось. Также на втором этапе происходит оценка перспективности скважины: рассчитываются объемы залежи. Не позднее чем через три часа после окончания записи каротажа, полевой инженер геофизической бригады предоставляет данные для формирования полевого петрофизического заключения. Кроме стандартных параметров, отчет включает также эффективную толщину, характер флюидонасыщения, коэффициенты пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Также в него включаются данные об ожидаемых дебитах по нефтяной и водной фазам. На этом заключении основывается стратегия повторного вскрытия пласта (перфорации). При возникновении трудностей полевой петрофизик связывается с московским офисом для принятия оперативного решения.

Далее весь собранный, обработанный материал передается в московский офис для подготовки петрофизического заключения.

2.4. Геологическая интерпретация геофизических данных

Геологическая интерпретация геофизических данных выполняется в московском офисе петрофизиков. Роль петрофизиков московского офиса заключается в планировании и организации мероприятий по скважинным исследованиям, разработке методик интерпретации и постоянном мониторинге результатов интерпретации ГИС, выполняемых полевой командой. Такой подход позволяет своевременно выявлять все недостатки в методике интерпретации и добиваться высокой достоверности даже таких сложно-предсказуемых параметрах, как производительность скважины и обводненность продукции [7]. На данном этапе происходит построение петрофизических зависимостей и вычисление фильтрационно-емкостных характеристик пластов.

Петрофизическая модель геологической формации для оценки фильтрационно-емкостных свойств

На основе данных анализа керна был построен ряд петрофизических зависимостей для определения фильтрационно-емкостных свойств пласта (пористость, проницаемость и водонасыщенность). В качестве входных параметров используются измерения стандартного комплекса каротажа на кабеле, который включает в себя следующие методы: ГК, ГГК-п, ННК, ИК. Данный набор методов является минимальным для определения фильтрационно-емкостных характеристик. Дополнительно в комплекс ГИС могут быть включены кавернометрия, электрический микрокаротаж, акустический каротаж (широкополосный).

Вычисление пористости производится по данным плотностного каротажа:

$$POR = \frac{G_d - rho_z}{G_d - flu_{den}}, \quad (1)$$

где: POR – объемная пористость, G_d – плотность матрицы, rho_z – показания плотностного каротажа (ГГК-п), flu_{den} – плотность флюида промытой зоны. Для определения G_d используются корреляционные зависимости плотности матрицы и показания плотностного каротажа в скважинах с керном. Вычисление плотности флюида в промытой зоне осуществляется по формуле:

$$flu_{den} = (1 - Sh_{x0}) \cdot 1.01 + Sh_{x0} \cdot 0.82, \quad (2)$$

где: flu_{den} – вычисляемая плотность флюида, Sh_{x0} – нефтенасыщение промытой зоны. Плотность воды задается постоянной и равна 1.01 г/см^3 , плотность нефти задается постоянной и равна 0.82 г/см^3 .

Вычисление нефтенасыщенности в промытой зоне производится по формуле:

$$Sh_{x0} = 1 - S_w^{0.2}, \quad (3)$$

где Sh_{x0} – нефтенасыщение промытой зоны, S_w – водонасыщенность, вычисляемая из формулы Ваксмана-Смитса (Waxman and Smits, 1968):

$$\rho = \rho_w \cdot A \cdot \varphi^m \cdot S_w^n \left(1 + \frac{\rho_w B Q_v}{S_w}\right)^{-1}, \quad (4)$$

где: ρ_w – удельное электрическое сопротивление водной фазы, m – степень цементации, n – степень насыщения, A – степень извилистости ($A = 1.0$), Q_v – концентрация катионов в единице объема (литр эквивалент⁻¹), B – средняя подвижность ионов на поверхности зерен скелета породы.

Зависимость емкости катионного обмена от коэффициента пористости получена в результате специальных исследований керна:

$$Q_v = -1.8POR + 0.5. \quad (5)$$

Следующая корреляционная зависимость (Torres-Verdin et al. 2006) используется для оценки УЭС воды в зависимости от растворенного количества в ней соли:

$$\rho_w = \left(0.0123 + \frac{3647.5}{(C_{NaCl})^{0.955}}\right) \cdot \left(\frac{41.5}{T+21.5}\right), \quad (6)$$

где C_{NaCl} – концентрация солей в эквиваленте хлорида натрия, T – температура (°C) раствора соли. Помимо пластовой водонасыщенности, определенной по электрическим методам, используется насыщенность, рассчитанная по капиллярной модели. Капиллярная модель насыщенности позволяет эффективно дополнять электрическую модель с целью определения насыщенности коллекторов толщиной менее 1.5-2 м, а также их гетерогенно-микрослоистых разностей.

Для оценки проницаемости применяется модель Тимура, использующая плотностной и нейтронный каротаж в качестве входных параметров. Для Салымской группы месторождений установлена регрессия проницаемости по жидкости от пористости, определенная по керновым данным:

$$k_0 = 0.57 \cdot 10^{13 \cdot POR(1-S_{wi}) - 3 \cdot S_{wi}}, \quad (7)$$

где S_{wi} – остаточная водонасыщенность, вычисляемая как функция от индекса водородосодержания твердой фазы $V_{sh}(tnph, rho_z)$, $tnph$ – показания нейтронного зонда. Вычисление относительных фазовых проницаемостей воды и нефти базируется на следующих уравнениях:

$$S_{wik} = 10^{-0.2 \cdot \log(k_0 - 0.17)}, \quad (8)$$

$$P_{CE} = 0.8 \cdot (10 \cdot S_{wik} - 2), \quad (9)$$

$$P_{rkpa} = 1 \times 9.81 \times 40 \times (1 - 0.82), \quad (10)$$

$$S_{wir} = \left(\frac{P_{CE}}{P_{rkpa}}\right)^{-0.37} \times (1 - 0.65 \cdot S_{wik}) + 0.65 \cdot S_{wik}, \quad (11)$$

где S_{wik} – остаточное водонасыщение, вычисленное по модели Кори-Брукса, P_{CE} –

входное давление на капиллярной кривой, $P_{rлкpa}$ – максимальная разность давлений между водной и нефтяной фазами в залежи, S_{wir} – остаточная водонасыщенность, определенная на основе экспериментальных измерений. Для функций фазовых проницаемостей используются следующие соотношения:

$$k_{oil} = k_{roe} \left(\frac{1-S_w}{1-S_{wir}} \right)^{n_{oil}}, \quad (12)$$

где $k_{roe} = 0.92$ – конечная точка на дренажной кривой для проницаемости по нефти, n_{oil} – степенной коэффициент.

$$k_w = k_{rwe} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir}} \right)^{n_w}, \quad (13)$$

здесь k_w и k_{oil} – функции относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти соответственно, $k_{rwe} = 1$ – конечная точка на дренажной кривой для проницаемости по воде, n_w – степенной коэффициент.

На основе представленных корреляций и зависимостей проводится стандартная петрофизическая интерпретация для определения фильтрационно-емкостных свойств пласта, на основе которых в дальнейшем проводится оценка запускных параметров скважины и в целом всего месторождения.

Подсчет запасов нефти и газа

Подсчет запасов в «СПД» производится в головном офисе в Москве на основании данных, полученных с месторождения, в том числе на основании петрофизического заключения.

Существует несколько аналитических методов подсчета запасов:

- *Способ аналогий.* Основывается на предположении о соответствии исследуемого пласта его аналогам по свойствам пород и флюидов.
- *Метод материального баланса.* Базируется на изучении динамики колебаний давления в пласте во время отбора из него флюидов.
- *Метод изучения показателей эксплуатации.* Основывается на исследовании изменения темпа отбора и фазовой структуры добываемых веществ в соответствии со временем и величиной производства.
- *Объемный метод.* В основе лежит применение информации о характеристиках пород и флюидов для вычислений размеров начальных геологических резервов и следующего за ними определения того фрагмента, который можно добыть в результате разработки.

В компании «СПД» в качестве основного используется **объемный метод**. Он является наиболее универсальным и достоверным.

Если внутри продуктивного горизонта выделено два или более проницаемых пропластков, отличающихся друг от друга коллекторскими свойствами, то запасы подсчитываются по каждому из них по отдельности при помощи оборудования Y-tool или же с помощью подсчетов и данных по давлению в каждом пласте.

Объем геологических запасов вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{геол}} = S \cdot H \cdot K_{\text{пор}} \cdot K_{\text{нас}}^H \cdot K_{\text{пер}} \cdot \rho, \quad (14)$$

где $Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы нефти, тыс. т.; S – площадь нефтеносности, тыс. кв. м.; H – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоев-коллекторов), м; $K_{\text{пор}}$ – пористость, д. ед.; $K_{\text{нас}}^H$ – коэффициент газоносности, д. ед.; $K_{\text{пер}}$ – пересчетный коэффициент нефти (учитывает различия плотности нефти в пластовых и стандартных условиях); ρ – плотность нефти, т/куб. м.

Для подсчета извлекаемых запасов используется формула:

$$\text{КИН} = K_{\text{вытеснения}} \cdot K_{\text{охвата}} \cdot K_{\text{заводнения}} \quad (15)$$

где КИН – коэффициент извлечения нефти, д. ед.; $K_{\text{вытеснения}}$ – коэффициент вытеснения, д. ед.; $K_{\text{охвата}}$ – коэффициент охвата, д. ед.; $K_{\text{заводнения}}$ – коэффициент заводнения, д. ед.

Коэффициент вытеснения – это часть нефти, которая будет вытеснена из образца при бесконечной прокачке через него вытесняющего агента (воды, газа и т.п.)

Коэффициент охвата – отношение объема промытой части пустотного пространства, охваченного процессом вытеснения к общему объему насыщенных нефтью пустот продуктивного пласта.

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{геол}} \cdot \text{КИН} \quad (16)$$

где $Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы нефти, тыс. т.; КИН – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

Для подсчета запасов нефти и газа необходимы следующие материалы:

- Межскважинная корреляция;
- Интерпретация данных ГИС, керна и результатов испытаний;
- Обоснование ВНК (ГНК)
- Подсчетные планы;
- Анализ лабораторных исследований нефти;
- Карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин;
- Карты по подошве коллектора;
- Учет материалов полевой геофизики.

Глава 3. БЖД

Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» – одна из тех, которые очень серьезно относятся к производственной безопасности. Руководство компании стремится к тому, чтобы у людей было не формальное, а сознательное и ответственное отношение к вопросам охраны труда и промышленной безопасности. Это достигается за счет активного вовлечения персонала в решение вопросов ОЗОТОБОС (Охрана Здоровья, Охрана Труда, Охрана безопасности, Охрана Среды). Все руководители отделов прошли специальное обучение, они принимают личные обязательства в области ОЗОТОБОС, в числе которых ежемесячное посещение производственных объектов с целью общения с рабочими и обсуждения вопросов безопасности. Представители руководства СПД проводят аудиты подрядных организаций для оценки результатов внедрения ключевых инициатив и роли директоров подрядных организаций в создании безопасных условий труда и формировании здорового отношения к правилам охраны труда и промышленной безопасности. Все собрания сотрудников компании начинаются с обсуждения вопросов охраны труда и промышленной безопасности (Pre-job Safety Meeting).

Стандарты СПД в области промышленной безопасности и охраны труда в равной мере распространяются как на сотрудников компании, так и на сотрудников подрядных организаций. Цель СПД — привить всем, кто работает на объектах Салымского проекта, культуру безопасного ведения работ. В компании понимают, что формирование подобной культуры займет не один день, поэтому здесь разрабатываются специализированные программы и обучающие курсы, цель которых — построение позитивного отношения к вопросам безопасности, создание культуры безопасного проведения работ и изменение менталитета сотрудников компании и подрядных организаций.

Для этого существует множество специализированных программ, тренингов, курсов, семинаров, например, Вводный курс Погружение в ОЗОТОБОС, семинар КБП (Культура безопасного производства) и т.д. При въезде на территорию предприятия сотрудники обязаны посетить большое количество курсов по безопасности в установленный срок, в противном случае компания блокирует электронный пропуск. При трудоустройстве в Отдел полевой геологии помимо вводного инструктажа, инструктажа по пожарной безопасности и инструктажа медицинскими сотрудниками предусмотрены следующие курсы: Вводный курс Погружение в ОЗОТОБОС, КБП, Электробезопасность. Ввиду того, что объекты (кусты и другие производственные структуры) разбросаны по территории предприятия, то передвижение осуществляется на корпоративных автомобилях. Для получения возможности управлять транспортом сотрудники регулярно

проходят курсы по защитному вождению, которые включают практическую часть и экзамен на знания правил дорожного движения.



Рисунок 12. Посещение семинара КБП

Девиз компании: «Цель – ноль» – что означает работу без инцидентов и несчастных случаев.

В СПД действует система материального и морального стимулирования, поощряющая безопасное проведение работ (например, программа «Герой безопасного труда»), а также система дисциплинарных мер и штрафов за нарушение правил техники безопасности. Система штрафов подразумевает начисление сотруднику штрафных баллов за нарушение правил безопасности. Штрафные баллы суммируются в течение года после их начисления. При достижении 12 баллов сотрудника увольняют с запретом впоследствии работать на территории организации. Кроме того, в СПД существует система 12 жизненно важных правил (рис. 13). Эти требования призваны обратить особое внимание на двенадцать видов работ повышенной опасности. Их ежедневное соблюдение – значительный шаг на пути к «цели – ноль». Нарушение одного из правил влечет за собой автоматическое начисление 12 баллов, и как следствие увольнение [8].



Рисунок 13. 12 жизненно важных правил СПД: 1. Работы повышенной опасности должны производиться с действующим нарядом-допуском; 2. Когда требуется, необходимо проводить анализ газовой среды; 3. До начала производства работ необходимо убедиться, что источники энергии изолированы и применено необходимое защитное оборудование и СИЗ; 4. До начала производства работ в замкнутом пространстве необходимо оформить наряд-допуск; 5. Перед отключением или обходом оборудования, непосредственно влияющего на безопасность работ, необходимо получить наряд-допуск; 6. При работе на высоте необходимо предпринять меры для защиты от падения; 7. Не стой под стрелой; 8. Запрещено курить за пределами специально отведенных для этого мест; 9. Запрещено употреблять алкоголь или наркотические средства при выполнении работ или управлении транспортным средством; 10. Запрещено пользоваться средствами мобильной связи и превышать установленный скоростной режим во время управления автотранспортом; 11. Необходимо пристегиваться ремнями безопасности; 12. Необходимо следовать Плану управления поездкой [8].

Для обеспечения успешной совместной работы руководство СПД ежегодно проводит встречи с представителями подрядных организаций, чтобы обсудить ключевые проекты и насущные задачи безопасности и охраны труда, сообща найти пути решения наиболее острых проблем.

Одной из основных задач в сфере ОЗОТОБОС является повышение компетентности персонала, прежде всего сотрудников, выполняющих наиболее важные функции в этой области: держателей контрактов, руководителей подразделений, специалистов по безопасности и охране труда. СПД проводит лидерский аудит безопасности для менеджмента, начальников подразделений и старших специалистов компании, а также для руководителей подрядных организаций, которые задействованы на Салымском нефтепромысле.

В целях повышения безопасности всех видов работ, выполняемых сотрудниками и подрядчиками компании в рамках Салымского проекта, с 2007 года реализуется программа «Дни безопасности». Основная тема таких ежегодных мероприятий – соблюдение правил безопасности. В этот день практически все производственные

процессы останавливаются, и сотрудники посещают организованные мероприятия. Мероприятия длятся достаточно продолжительное время, в течение которого посетители беседуют, смотрят фильмы о безопасности, проходят тренинги. В 2019 году гостем Дня безопасности стал уникальный человек – Чарли Моркрафт. Он знаком всем по фильму «Помните о Чарли». Фильм о человеке, с которым во время работы в компании ExxonMobil произошел несчастный случай. Чарли получил тяжелый ожог 45% поверхности тела. Компания пригласила его для выступления на Салымской группе месторождений, чтобы он поделился со всеми своим трагическим опытом и сделанными выводами.

Глава 4. Производственная деятельность на предприятии

За время производственной практики мне удалось познакомиться с организационной структурой предприятия и правилами внутреннего трудового распорядка. Была изучена организация части производственного процесса, связанная со строительством и освоением скважин. По итогам практического участия и фондовой документации был собран материал для написания отчета. Отчет составлен по Салымской группе месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На предприятии Салым Петролеум Девелопмент Н.В. я числилась в качестве стажера-практиканта в Отделе полевой геологии. Рабочее место (рис. 14) находилось в кабинете с тремя геологами. Здесь проходили ежедневные совещания. В соседнем кабинете работали ведущий геолог и полевой петрофизик.

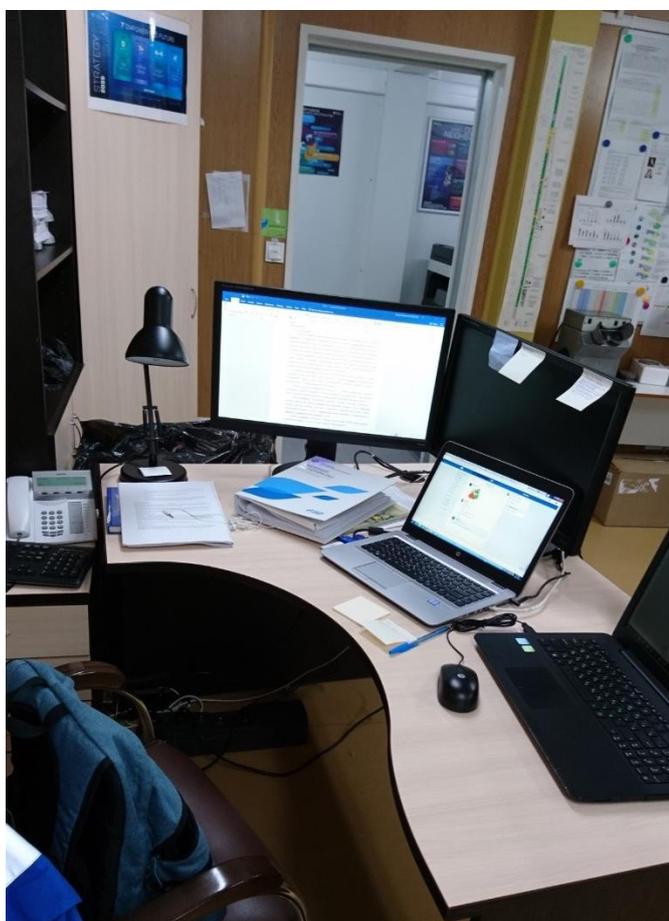


Рисунок 14. Рабочее место в Отделе полевой геологии

В обязанности входило обучение этапам технологического процесса, посещение утренних совещаний как с представителями Отдела бурения и сервисных компаний, так и внутренних совещаний Отдела геологии, кроме того, присутствие на многих полевых работах с участием геологов. Проводилось большое количество экскурсий по

производственным площадкам и устраивались постоянные интервью со специалистами различных направлений.

Учитывая, что акционером компании, имеющим 50% акций, является Royal Dutch Shell («Ройал Датч Шелл» — британско-нидерландская нефтегазовая компания), в СПД трудится большое количество иностранных сотрудников. В связи с этим вся документация и многие технические совещания подготавливаются на английском языке. Таким образом, в течение практики была уникальная возможность совершенствовать навыки использования английского языка как в разговорной речи, так и в профессиональной сфере. Руководителями практики выдавалось большое число заданий по работе с профессиональной терминологией на английском языке.

После приезда в течение двух недель было пройдено большое количество курсов и семинаров по обучению технике безопасности и правилам поведения на Салымской площади. После вводного инструктажа на КПП были пройдены инструктажи в медицинском пункте, в общежитии, затем семинар по Культуре безопасного производства (КБП) и вводный курс «Погружение в ОЗОТОБОС». Эти занятия проходили в режиме реального общения со специалистом в групповой форме. В онлайн-режиме был пройден курс по информационной безопасности после получения персональной карточки для работы в корпоративной компьютерной среде. Кроме того, вводные инструктажи проводились при посещении всех производственных объектов.

Как уже было сказано, в Салымскую группу входят 3 месторождения: Западно-Салымское, Вадельпское и Верхне-Салымское. Базовый лагерь, где было организовано проживание, находился на Западно-Салымском месторождении в непосредственной близости от Установки подготовки нефти (УПН), куда в первые дни пребывания в компании была организована экскурсия.

Установки подготовки нефти УПН являются необходимым оборудованием на нефтяных месторождениях, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях, так как предназначаются для предварительной подготовки добытой нефти перед ее отправкой на нефтеперерабатывающие заводы. Назначение установок подготовки нефти – это подготовка товарной нефти путем обессоливания, обезвоживания и нагрева нефтяной эмульсии. На Установке с помощью сепараторов происходит очистка добываемой нефти от водяной и газовой составляющих до товарного качества. Все вышеперечисленные процессы происходят в одной сепарационной емкости с патрубками входа нефтяной эмульсии, воды и топлива. Внутри емкость условно поделена на секции, в которых происходит поэтапная подготовка нефти к транспорту по трубопроводу. В сепарационной емкости также происходит очистка нефтяной эмульсии от песка, грязи и различных

механических примесей. Конструкция аппарата разработана с возможностью проводить удаление осевшего ила без остановки всего процесса. Это происходит при помощи инъекционных трубок, которые подают под высоким давлением воду в нижнюю часть емкости, откуда суспензия песка и воды уже попадает в накопители песка, а затем полностью выводится из установки. Доля обводненности нефти достигает 90%. Полученную воду используют при дальнейших технологических процессах. Газ используют на местной ГТЭС – Газотурбинной электростанции для производства энергии.

Специально разработанная и внедренная система автоматизации измеряет и регулирует температуру в секции нагрева, давление газа и жидкости, расход газа, нефти и воды, а также уровень нефти и уровень раздела фаз "вода-нефть" в емкости и другие параметры. Приборы позволяют эксплуатировать установку УПН в автоматическом режиме без постоянного присутствия человека. Вся информация о параметрах собирается и архивируется в журнале событий. Кроме того, на УПН находится пункт управления системой «Умная скважина». Система подразумевает контроль над рабочими параметрами всех добывающих скважин на месторождениях и сигнализирует инженеру обо всех неполадках, касающихся работы скважин, для совершения оперативных действий по ремонту и восстановлению рабочего режима.

В рамках экскурсии была также осуществлена поездка на Полигон. Территория Полигона занимает 12 Га, на которой находятся 4 амбара, а также склады отходов различного назначения (бытовые отходы, шины, отработанное машинное масло, металлолом, токсичные вещества, химические растворы). В амбарах хранятся жидкости и почва, загрязненные углеводородами. Полигон оснащен современным оборудованием для утилизации всех видов отходов: перерабатывающий завод «Турмалин» и система для фильтрации жидкости «Центрифуга». Работа «Турмалина» остановлена в связи с дороговизной. Запуск «Центрифуги» планируется в ближайшее время. Целевое назначение «Центрифуги» включает сортировку жидкости на воду, нефть и буровой шлам.

Специалист по базам данных провела обзорную экскурсию в архив, где хранятся дела скважин. В последствии здесь была получена большая часть фактического материала для написания данного отчета (рис. 15).

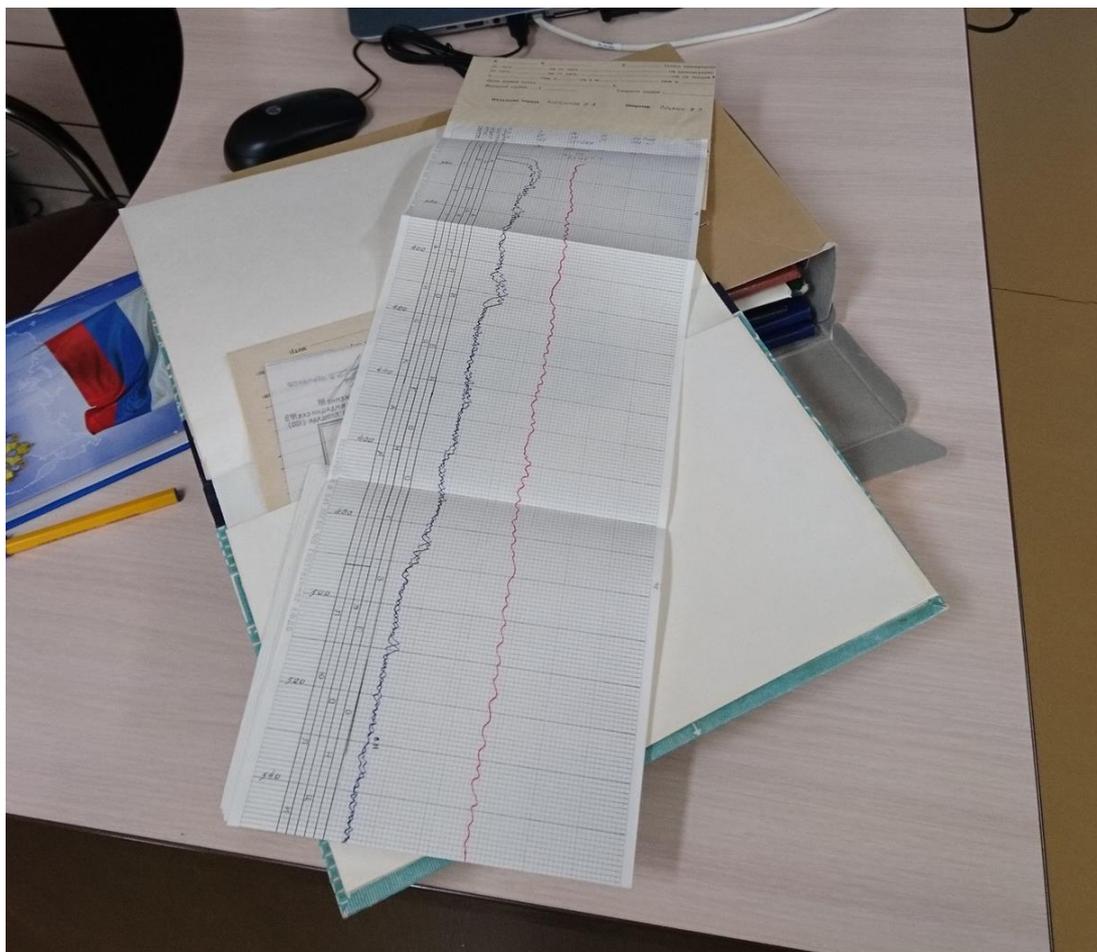


Рисунок 15. Архивные данные. Дела скважин

Во время производственной практики изучались различные теоретические пособия об особенностях технологических процессов: об отборе и лабораторных исследованиях керна горных пород, об обработке и интерпретации ГИС. Вместе с тем, освоение теоретических основ подкреплялось беседами со специалистами различных областей: ведущим геологом, полевым петрофизиком и петрофизиками из Московского офиса, инженером по бурению, инженером по растворам, менеджером буровых, Отделом технологов, Отделом КРС, геофизиками и менеджером по проведению цементации. Благодаря такой системе обучения был накоплен большой объем знаний, который позволил систематизировать процесс добычи нефти, начиная с этапа проектирования скважин и заканчивая непосредственно добычей. Проводилась также оценка усвоенной информации путем проведения небольших опросов куратором практики.

Первая поездка на куст состоялась на исходе первой недели производственной практики. Это была ознакомительная поездка с посещением буровой вместе с супервайзером по бурению (рис. 16). В этот момент осуществлялась установка башмака и спуск обсадных колонн кондуктора (62 трубы по 12 м). А на соседних двух скважинах геофизики проводили подготовку к контролю цементации. Контроль осуществлялся

спуском связки приборов АКЦ и ГК. Геофизики подготавливали спусковой механизм, состоящий из двух блоков, на который был намотан кабель. На конце кабеля были закреплены приборы, второй конец был намотан на ролик, находящийся в машине. Геофизик осуществил отцентровку прибора относительно скважины и кабель стал раскручиваться, опуская приборы вниз. Глубина скважины составила 3250 м. Скорость подъема приборов при осуществлении записи 500 м/ч.



Рисунок 16. Посещение буровой с полевым геологом (слева) и супервайзером по бурению (справа)

Следующая поездка на буровую состоялась 26 июня. Цель поездки – отбор образцов шлама для уточнения положения нефтенасыщенного пласта при горизонтальном бурении (рис. 18, 21). Необходимо отбирать образцы шлама, начиная с момента подхода к кровле пласта и до окончания бурения транспортной секции, чтобы понять, что бурение остановилось в нужный момент для продолжения горизонтальной секции. Однако это не

единственный признак – параллельно выполняется ГК. Отбор шлама выполняется для большей точности выбора направления бурения.

Контроль интервалов отбора шлама осуществляется по данным ГТИ скважин в режиме реального времени. На рисунке 17 проиллюстрировано программное обеспечение, отображаемое такие параметры бурения, как механическая скорость проходки, вес на крюке, глубина забоя, время выхода шлама необходимого интервала и др.

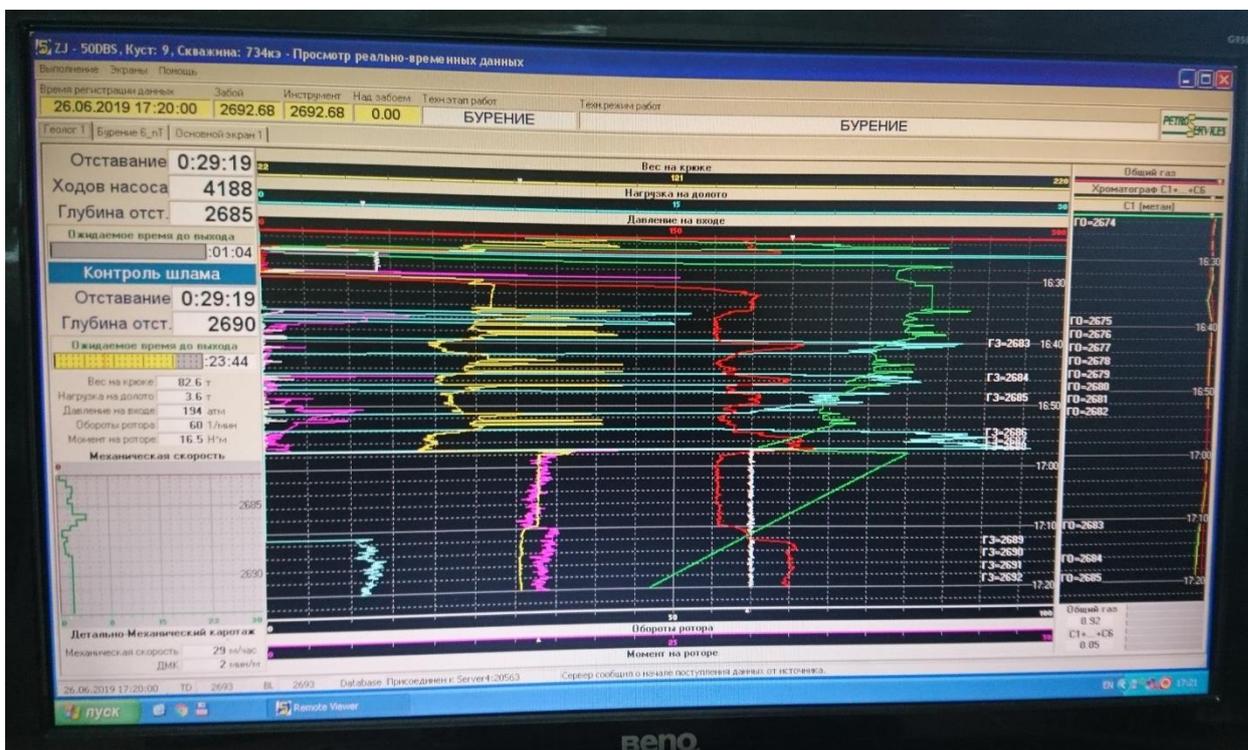


Рисунок 17. Отображение параметров бурения в режиме реального времени

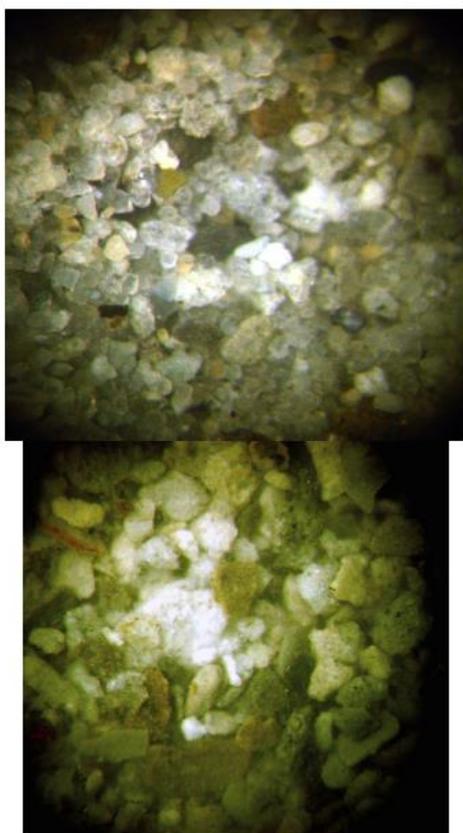
После отбора каждый образец описывается по литологическому составу. Схема описания шлама представлена в приложениях 8, 9. Описание отправляется ведущему геологу. Уже ведущий геолог принимает решение об остановке бурения.



Рисунок 18. Отбор шлама

Пример описания образца шлама представлен на рисунке 19:

AS9.0 - INTERVALS 3010 and 3017 m



CLST: mod gy, frm, blk, homog, nopr swlg, non calc, slty

SLST: lt gy, frm, crumb, homog, sl. Calc

SST: Qtz, off wh, hd. Grains: Qtz, transp, off wh, f – m, (rnd), (sph), srt, calc cmt

Рисунок 19. Пример описания образца шлама. Пласт АС9 (глубина 3010-3017 м): 1. Аргиллит: средне-серый цвет; твердый, но ломкий; излом блочный; текстура однородная; не разбухает; не известковистый; песчанистый. 2. Алевролит: светло-серый цвет; твердый, но ломкий; излом рыхлый; текстура однородная; слегка известковистый. 3. Песчаник: кварцевого состава; грязно-белый цвет; твердый; зерна кварцевого состава, прозрачные, грязно-белого цвета, размера от мелкого до среднего, окатанные, округлые, средне-отсортированные; кальцитовый цемент.

Также выполняется описание шлама в УФ свете на наличие УФ насыщения (рис. 20). Схема описания представлена в приложении 10.

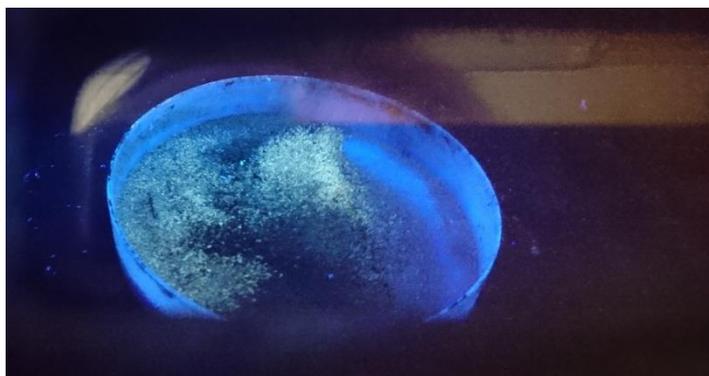


Рисунок 20. Фотография образца шлама в УФ свете



Рисунок 21. Выполнение описания образцов шлама

1 июля мне посчастливилось побывать на процедуре отбора керна. Сначала происходит сборка компоновки для отбора керна. Было использовано 9 секций труб длиной по 6 метров. Конструкция компоновки включает следующие элементы: долото, внешние трубы, внутренние трубы, клапан и буровые трубы. Внутренние трубы вместе с кернорвателем и трубами из стеклопластика помещаются в пространство внешних труб. Во внутренние трубы заливается машинное масло с целью предотвратить контакт бурового раствора с керном для сохранения в нем естественного флюидонасыщения и других физических свойств горной породы. Циркуляция бурового раствора происходит в пространстве между внутренними и внешними трубами.

Далее происходит бурение интервала, в котором отбирается керн. При этом контролируются следующие параметры: нагрузка на долото, расход раствора, частота вращения. При превышении нагрузки на долото прочности породы происходит разрушение керна, «заклинка» керна, что может привести к необходимости повторения

спускоподъемной операции или даже к проходке без отбора керна. Чрезмерный расход раствора может привести к «размыву» керна.

При окончании бурения происходит подъем и последующий разбор компоновки с посекционным извлечением внутренних труб. Каждую секцию внутренних труб спускают по желобу вниз на мостки, где из них вынимают керн, «упакованный» в стеклопластик. Каждую секцию распиливают на метровые отрезки, после чего укладывают в ящики. С верха каждой метровой секции откалывают чипсы для проведения описания керна в полевых условиях. Процедура описания керна схожа с процедурой описания шлама. Также производят описание породы при осмотре под микроскопом и в УФ излучении (прил. 8-10).

К отчету прилагаются фото и описание керна продуктивных ачимовских и черкашинских пластов. Мое непосредственное участие в процессе состояло в маркировке ящиков для керна, маркировке пакетов для чипсов и их сбор (рис. 22), а также постоянное наблюдение за ходом процесса отбора керна.



Рисунок 22. Скол керна, по литологическому составу - уголь

4 июля проводился каротаж на кабеле в открытом стволе, выполняемый сервисной компанией ООО «Когалымнефтегеофизика». Компания использовала следующие методы: широкополосный акустический каротаж, 4СКП (четырёхлапный скважинный каверномер-профилемер), индукционный каротаж, ГК, ГГК-п, нейтронный каротаж. Запись производилась в вертикальной скважине в интервале от забоя (1906 м) до кондуктора (1145 м). Затем методом АКц был проведен контроль качества цементирования интервала

кондуктора. К отчету прилагаются данные каротажа продуктивных ачимовских и черкашинских пластов.

В ходе производственной практики была выполнена первичная интерпретация ГИС под руководством полевого петрофизика. Геологическая интерпретация геофизических данных производилась в программном обеспечении Shell Techlog. Геофизические данные посредством языка программирования Python заносятся в программу, и далее выполняется расчленение разреза на пласты, корреляция с другими скважинами, выделение интервалов коллекторов и определение характера насыщения. Что и было мной выполнено. На рисунке 23 представлен результат интерпретации скважины Current Well (в центре). Для расчленения разреза на пласты использовалась корреляционная схема – корреляция с двумя близлежащими скважинами, а также данные ГК. Для выделения коллекторов внутри пластов использовалась кривая кавернотрии и наличие разбега между кривыми плотностного каротажа и нейтронного каротажа.

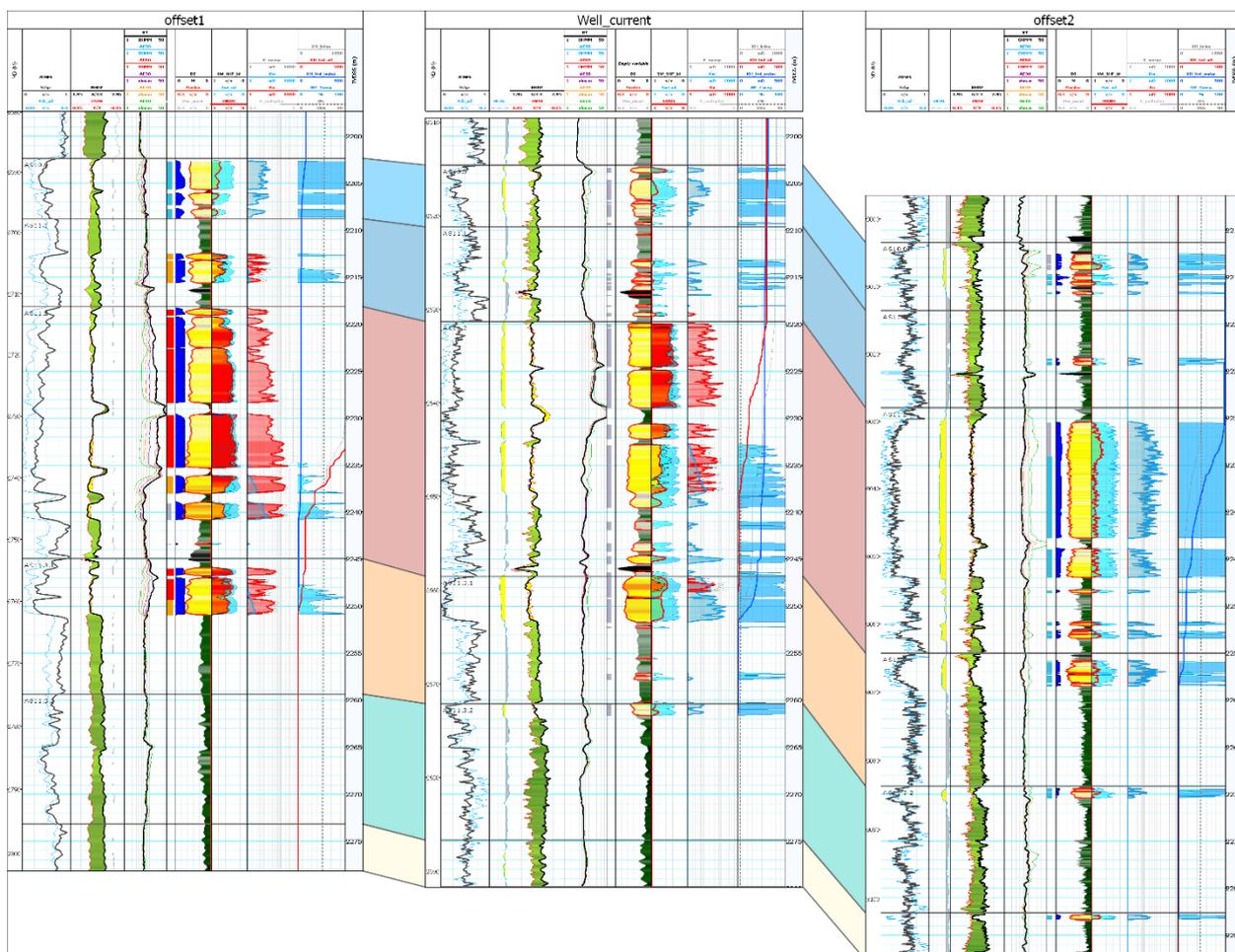


Рисунок 23. Выполненная интерпретация ГИС. Расчленение на пласты и выделение коллекторов

На следующем этапе по УЭС пласта был определен характер насыщения ($>9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – нефть, $<7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – вода). Результат представлен на рисунке 24.

Заключение

В заключение, хочется отметить, что в ходе производственной практики был получен колоссальный опыт работы на месторождении. Была изучена структура производства от этапа проектирования скважины до ее эксплуатации. Были посещены промышленно значимые объекты. Все это позволило составить полную картину организации производства в нефтегазовой промышленности.

Благодаря производственной практике был освоен английский язык в профессиональной сфере. Что позволило наладить коммуникативные связи не только с российскими специалистами, но и с иностранными сотрудниками. Все это общение в конечном счете привело к получению огромного объема знаний в различных областях производства.

Был получен опыт работы в полевых условиях, то есть возможность непосредственно ознакомиться с процессом проведения как геологических, так и геофизических работ. Удалось наблюдать работу геофизиков и петрофизиков и самостоятельно принять в ней участие. Изучить применяемые ими методики и оборудование. Однако самым значимым результатом, по моему мнению, является шанс наблюдать не только получение и геологическую интерпретацию геофизических данных, а еще и возможности ее применения. Потому что одним из важных критериев качественного выполнения работы является ее осмысленность.

В целом, резюмируя все вышесказанное, качество пройденной практики можно оценить как очень высокое, потому что результатом ее является огромный накопленный объем знаний и целостный фактический материал, полученный в ходе непосредственного участия в полевых работах.

Список литературы

1. Field Evaluation Report. Salym Field. West Siberian Basin, Russia: C&C Reservoirs the analog company (2013). – 40 p.
2. Официальный сайт компании Салым Петролеум Девелопмент Н.В. [Электронный ресурс]. URL: <https://salympetroleum.ru/about/project/timeline/> (дата обращения 17.06.2019).
3. Redden M. Salym Near Field Exploration Portfolio Rejuvenation & Growth. April 2014-April 2015. – V. 1. – 171 p.
4. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
5. Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск: Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана, 2004. – 148 с.
6. Официальный сайт компании ОАО «Когалымнефтегеофизика». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kngf.org/article/article.php?ID=790> (дата обращения 21.06.2019).
7. Алексеев А.Д., Аниськин А.А., Волокитин Я.Е., Житный М.С., Д. А. Карнаух Д.А., Хабаров А.В. Опыт и перспективы применения современных комплексов ГИС и ГДИС на месторождениях Салымской группы // Инженерная практика. – 2011. – №11-12'. – С. 62-75.
8. Новые горизонты // Корпоративное издание компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.». – 2009. - №12. – 4 с.
9. Platform Express Integrated Wireline Logging/ Schlumberger bulletin: August 2004. – 2 p.

Приложение 1

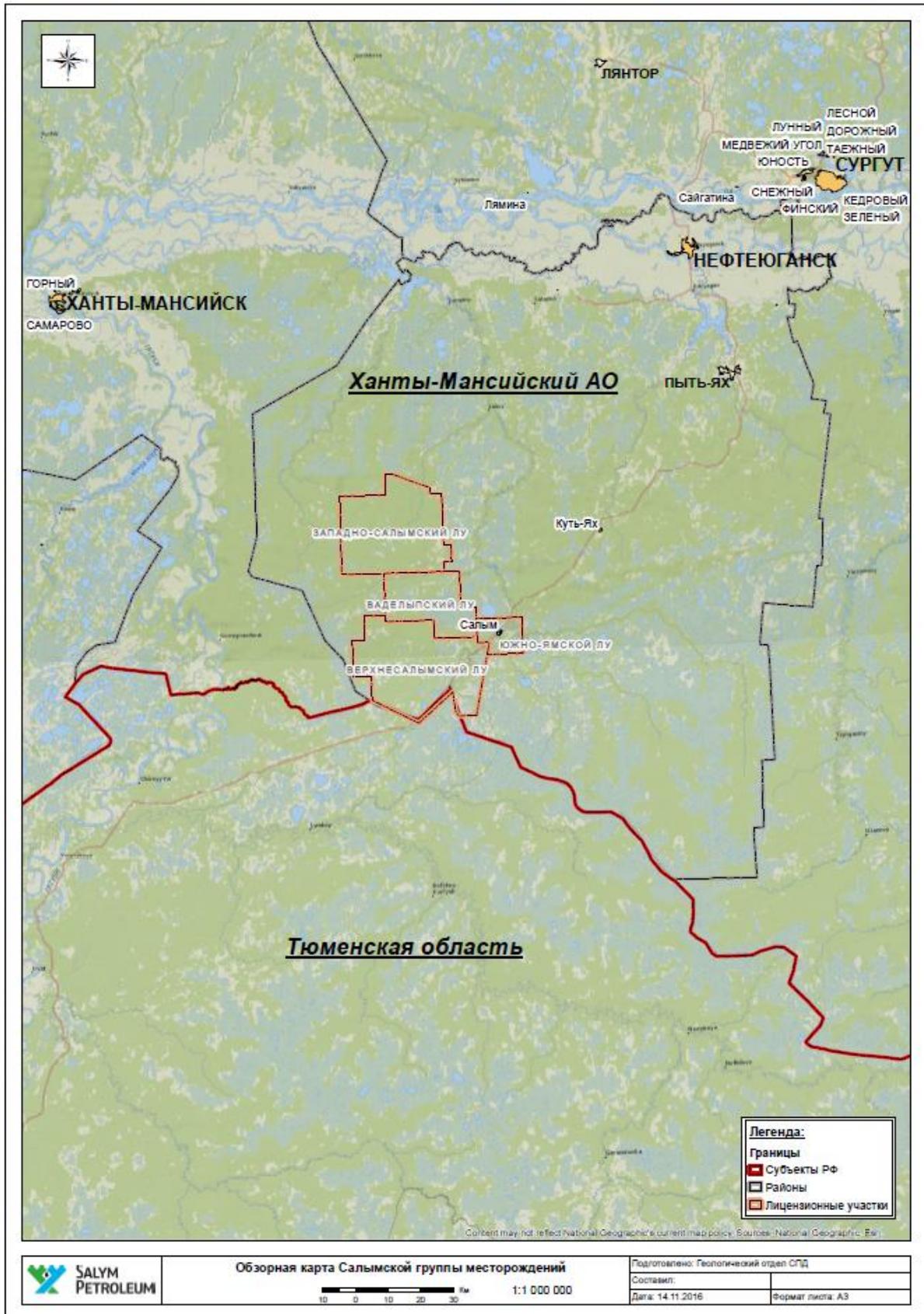


Рисунок 25. Обзорная карта района прохождения практики

Приложение 2

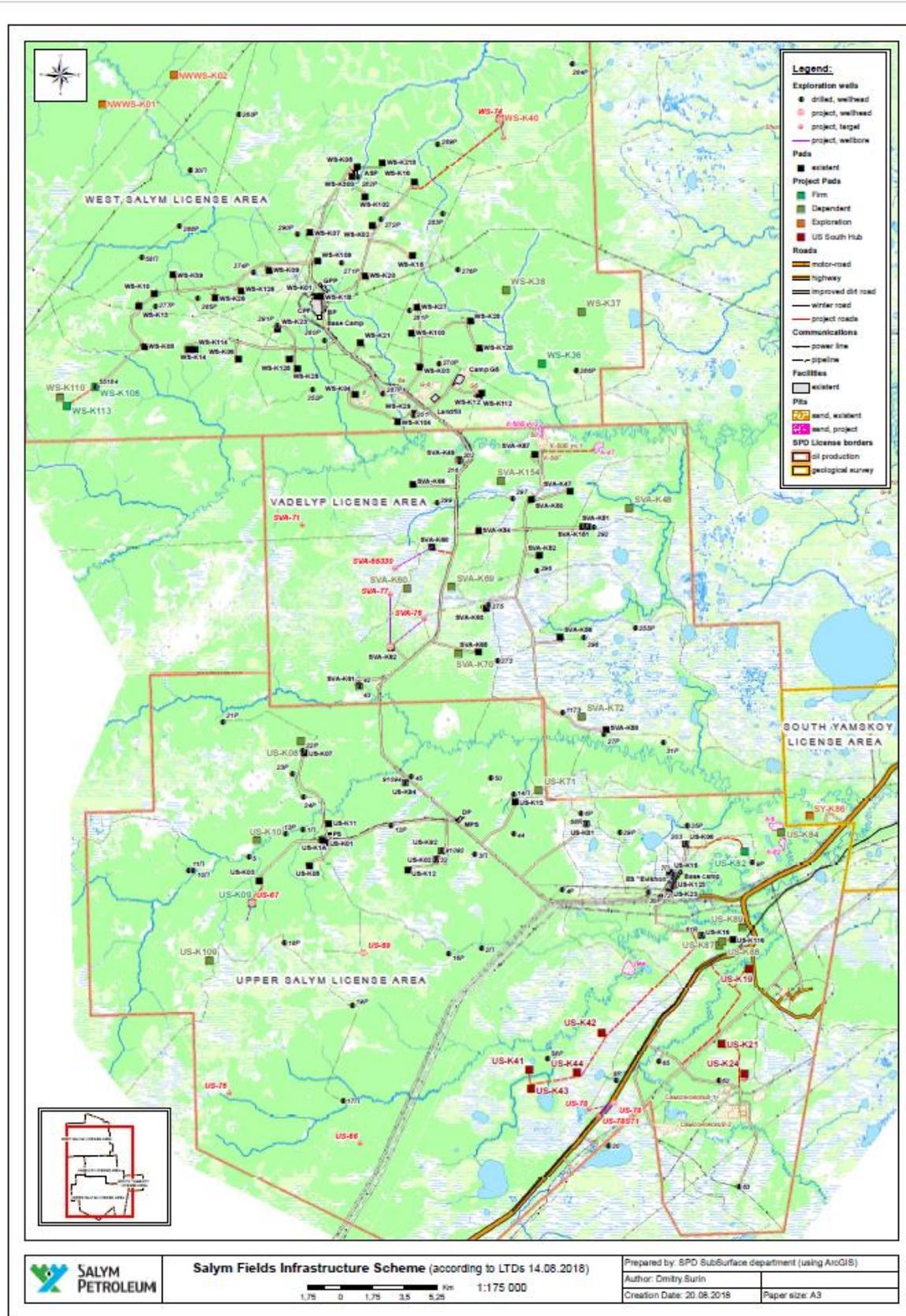


Рисунок 26. Обзорная схема расположения месторождений Салымской группы и скважин

Приложение 3

| СИСТЕМА | ОТДЕЛ | ЯРУС | СВИТА | ПОДСВИТА | ТОЛЩА | ПРОДУКТ ПЛАСТ НА УВ | МОЩНОСТЬ м | ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА | ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ | СЕЙСМО-ГОРИЗОНТ | |
|----------------|----------|-------------|----------------------------|----------------|-------|---------------------|---|--|---|-----------------|---|
| ПАЛЕОГЕНОВАЯ | Олигоцен | КАТ-СКИЙ | ТУРТАС-СКИЙ | | | | 50-100 | А, В, Г, Д, Е, Ж, З | Переслаивание песков, супесей, алевролитов и глин. Местами с покровными горами. | С | |
| | | | | | | | 40-70 | Глины, алевролиты, с прослоями диатомитов и лесов. | | | |
| | | | | | | | до 80 | Глины и алевролиты с прослоями песков и бурых углей. | | | |
| | | РОТ-СКИЙ | ТАРТАС-СКИЙ | | | | | 50-60 | | | Лески с прослоями алевролитов и глин. |
| | | | | | | | | 180-180 | Глины зеленовато-серые и серовато-зеленые, вверху дислоцированные, алевролиты, с прослоями алевролитов. | | |
| | | | | | | | | 220-245 | Глины тонкоостаточные, осланистые, с редкими боковыми прослоями алевролитов. Глины серые, с прослоями диатомитов. Слои, глины ополочившие, с редкими прослоями песчаного. | | |
| | | Эоцен | ИТР-ЛОУЕТСКИЙ | Лопаньская | | | | 119-131 | | | Глины глинистые, алевролиты, арцилитоподобные, с лесками и прослоями песчаного. |
| | | | | | | | | 51-86 | Глины шленовые, с прослоями алевролитов, иногда глинистыми с порфироидными включениями. | | |
| | | | | | | | | 52-100 | Глины слабоалевритовые, с конкрециями пирита и сидерита, с редкими прослоями ополочивших глин и сланцев и глинистыми монтмориллонитового состава, прослоями ополочивших. | | |
| | | Верхний | КОЛЬК-САПТОН-КАМЕР-ТУРСКИЙ | Березовая | | | | 74-82 | | | Глины, алевролиты, алевролиты, алевролиты с прослоями сланцев. |
| | | | | | | | | 43-55 | Алевролиты, уплотненные пески мелкозернистые, с прослоями карбонизированных разностей, редким растительным детритом, пиритом. | | |
| | | | | | | | | 288-297 | Алевролиты, уплотненные пески, с мелкими прослоями глин. Встречаются пирит, сидерит, растительный детрит. | | |
| | | Средний | АЛЬБСКИЙ | Хаты-Маюльская | | | | 267-282 | | | Лески 1 - алевролиты и лески с прослоями глин. Лески 2 - глины с прослоями алевролитов, реже лесок. |
| | | | | | | | | | Глины тонкоостаточные, с прослоями алевролитов. В основании залегают песчанки с глауконитом. | | |
| | | | | | | | | 237-258 | Алевролиты, уплотненные пески и песчанки серые и светло-серые, с отдельными прослоями серых алевролитов глин, известняковых разностей. Отмечаются разномышный растительный детрит, сидерит. | | |
| Нижний | АПТСКИЙ | Альковская | | | | 128-146 | | Глины, с частыми тонкими прослоями алевролитов. | | | |
| | | | | | | | Глины арцилитоподобные, с лесками алевролитов и известняковых включений. | | | | |
| | | | | | | 285-305 | Чередование песчаного, алевролитов, глин. Встречаются прослои и немалые обусловленные растительное детритом и алитрита. | | | | |
| М | ЖИЖИ | БАРРЕМС-КУЙ | Черошкинская | | | | | Чередование песчаного, алевролитов, глин. В прослоях - битуминозные лески - глины арцилитоподобные темно-серые, тонкоостаточные. | | | |
| | | | | | | | Арцилитоподобные темно-серые глины. | | | | |
| | | | | | | 506-526 | Арцилитоподобные глины, с редкими прослоями глинистых алевролитов. Встречаются пирит, сидерит. Песчанки и алевролиты. | | | | |
| Н ₁ | НИЖНИЙ | АХСКИЙ | Тимовая гора | | | | | Переслаивание небитуминозных, слабобитуминозных и битуминозных глин. | | | |
| | | | | | | | Алевролиты, алевролиты, с прослоями известняковых включений. | | | | |
| | | | | | | 45-48 | Переслаивание глин с известными песчанками и алевролитами. Характерен растительный детрит, пирит, лески. | | | | |
| Н ₂ | Средний | АЛЕНЬКОСКИЙ | Тимовская | | | | | Неравномерное чередование глин и алевролитов. Прослои углей, растительный детрит, пирит. | | | |
| | | | | | | | Переслаивание песчаного и алевролитов. Встречаются растительный детрит и прослои углей. | | | | |
| | | | | | | 241-320 | Переслаивание глин с известными песчанками и алевролитами. Характерен растительный детрит, пирит, лески. | | | | |
| ЮРСКАЯ | Средний | Тимовская | | | | | | Неравномерное чередование глин и алевролитов. Прослои углей, растительный детрит, пирит. | | | |
| | | | | | | | Переслаивание песчаного и алевролитов. Встречаются растительный детрит и прослои углей. | | | | |
| | | | | | | 241-320 | Переслаивание глин с известными песчанками и алевролитами. Характерен растительный детрит, пирит, лески. | | | | |
| ПАЛЕЗОЙ | Средний | Тимовская | | | | | | Неравномерное чередование глин и алевролитов. Прослои углей, растительный детрит, пирит. | | | |
| | | | | | | | Переслаивание песчаного и алевролитов. Встречаются растительный детрит и прослои углей. | | | | |
| | | | | | | 241-320 | Переслаивание глин с известными песчанками и алевролитами. Характерен растительный детрит, пирит, лески. | | | | |

Рисунок 27. Сводный литолого-стратиграфический разрез Верхне-Салымского месторождения

Приложение 5

Салымский НГР Фроловской НГО (Среднешапшинская скв. 29)

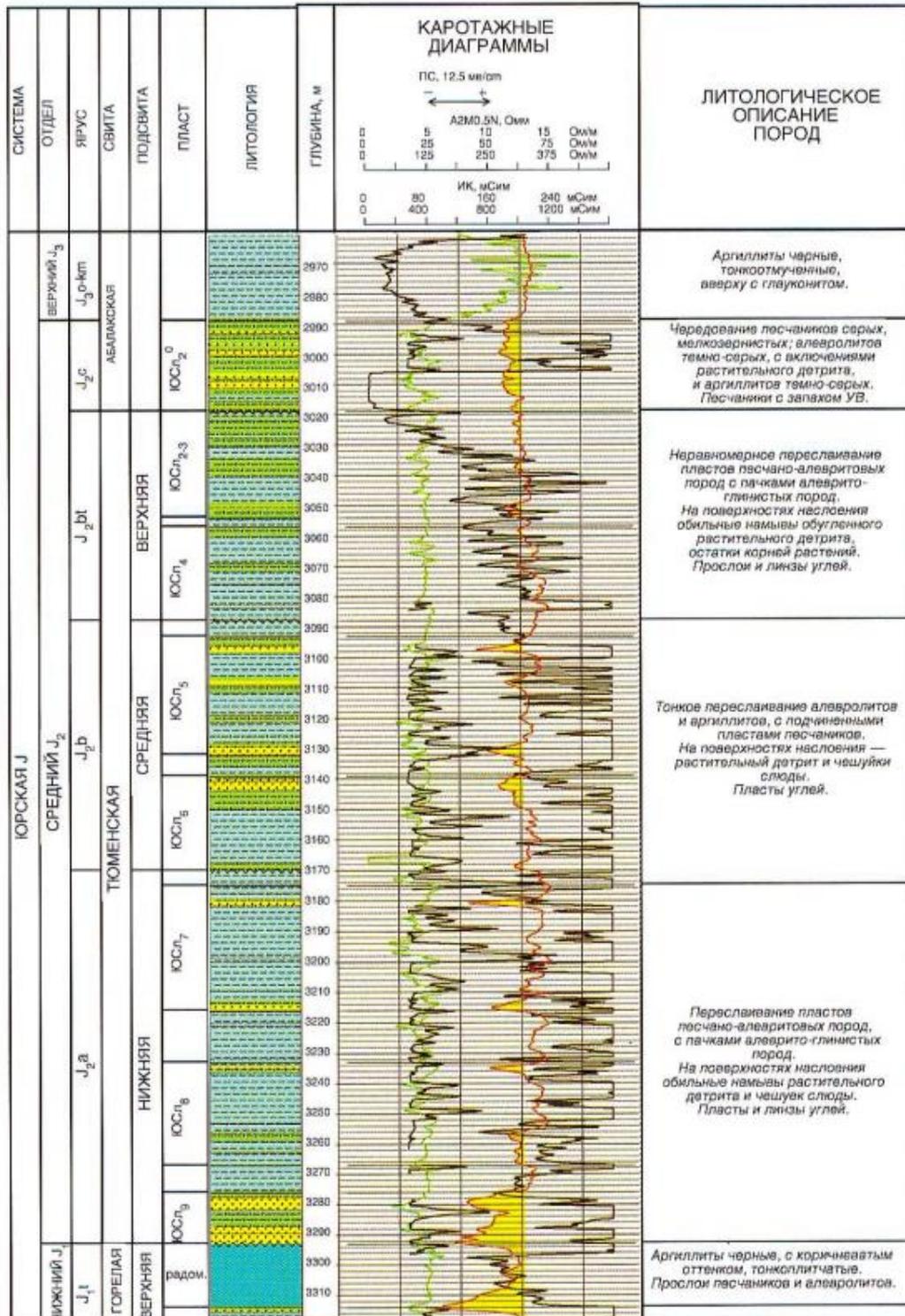


Рисунок 29. Типовой разрез среднеюрских отложений Салымского НГР (на примере скв. Среднешапшинская 29). Составители Г.П. Мясникова, А.Г. Мухер, С.В. Лагутина, А.В. Тугарева [5]

Приложение 6

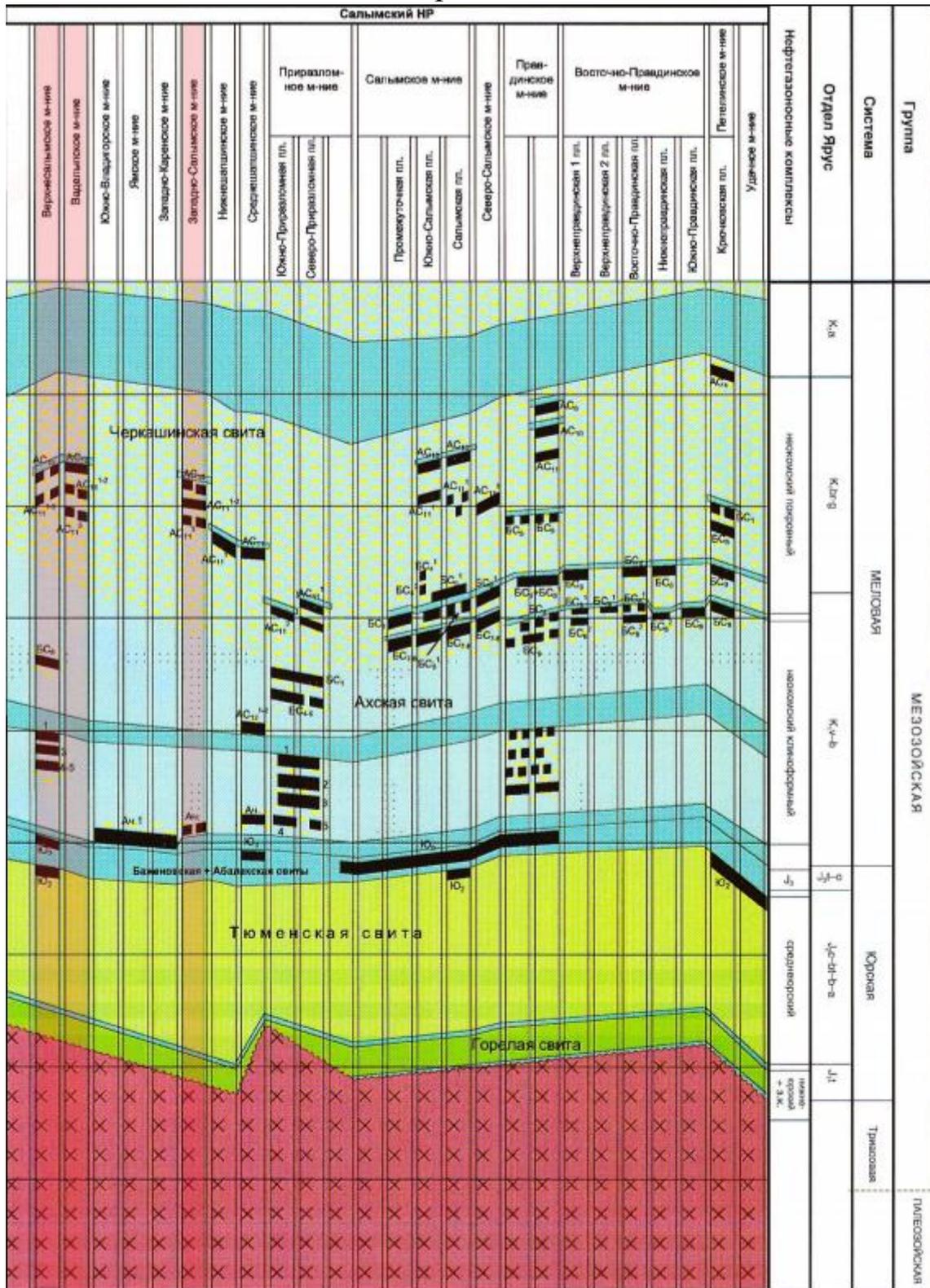


Рисунок 30. Схема размещения залежей Фроловской НГО. Составители С.Л. Белоусов, Н.А. Лебедева, В.Н. Вахрушева, Г.П. Мясникова, А.Г. Мухер, Н.Л. Мариненкова, Л.И. Мамыкина 2000 г. Красным цветом подсвечены месторождения в составе Сальмской группы [5]

Приложение 7

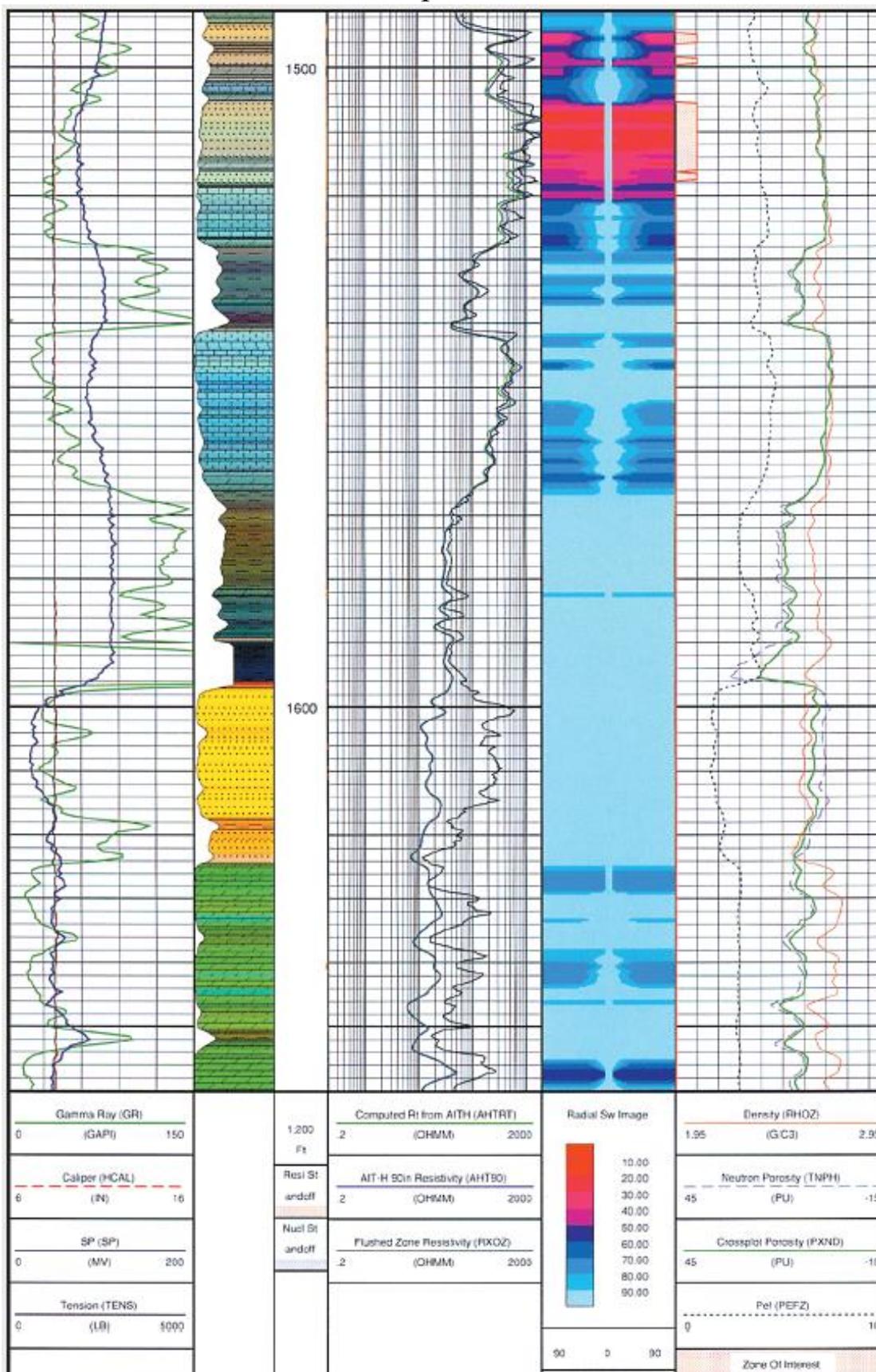


Рисунок 31. Диаграмма PEX. Диаграмма была получена на наблюдательной скважине компании Амоко в Катусе, штат Оклахома, США, с использованием зонда АИТ для оценки сопротивлений [9]

Приложение 8

| KEY | | NAME | | DESCRIPTION | | НАИМЕНОВАНИЕ | | ОПИСАНИЕ | |
|---|---|---------|---|-------------|---------------------|--|---------------------|--|------------------|
| 1. NAME OF ROCK SST (cemented sand grains) or SND (sand) | | | | | | 1. НАИМЕНОВАНИЕ (песок или песчаник) | | | |
| 1.(a) COMPOSITION | | | | | | 1.(a) СОСТАВ | | | |
| qtz | Quartz | | | | | Кварцевый | | | |
| ark | Arcosik | | sig quantities of Feldspar | | | Полевцошатовый | | | |
| lith | Lithic | | sig rock fragments | | | Полиминтовый | | Смесь зерен разного состава | |
| PDC bits churn well-cemented sandstone into Rk Flr, so acid test may look like LST. Look for grains of sand trapped within the paste. | | | | | | Смешанный цемент может показать наличие известняка при HCl тесте. Ищите застрявшие частички. | | | |
| If predominantly recovered as Rock Flour then start with SST: recd as Rk Flr. | | | | | | Если в основном идет порошка истертая в порошок, то мы ее не описываем. | | | |
| If predominantly SST then start with SST: and state finally also recvd as Rk Flr, (if applic). | | | | | | Если песчаник вперемешку с порошком то описываем песчаник и добавляем в конце also recvd as Rk Flr | | | |
| If predominantly grains and some Rk Flr then start with SST: lse qtz gns ... also recvd as Rk Flr. | | | | | | Если преимущ песчаник но с примесью порошка, то после описания песч добавляем..... | | | |
| 2. COLOUR (i.e. mod, cl, gy, br, pu, wh, yel, tan, beige, varicol, mod) | | | | | | 2. ЦВЕТ | | | |
| buf | Buff | | желто-коричневый | dk | dark | темно- | | | |
| blk | Black | | | lt | light | светло- | | | |
| blu | Blue | | | mod | moderate, medium | средне- | | | |
| brn | Brown | | | ml, vgt | mottled, variegated | пестрый, крапчат. | | | |
| gy | Grey | | | loc | locally | местами.... | | | |
| gn | Green | | | clr | clear | прозрачн, чистый | | | |
| org | Orange | | | pale | pale | тускло, бледно... | | | |
| olv | Olive | | | transl | translucent | матовый | | | |
| pk | Pink | | | frst | frosted | паутичатый | | | |
| pu | Purple | | | transp | transparent | прозрачный | | | |
| red | Red | | | clss | colourless | бесцветный | | | |
| wh | White | | | varicol | varicoloured | разноцв, пестрый | | | |
| yel | Yellow | | | off wh | off white | грязно-белый | | | |
| | tan | | желто-коричневый | | milky | молочный | | | |
| | beige | | бежевый | | | | | | |
| | | | | | | if ...ish - () (i.e. (gy)gn); if vividly - (i.e. red) | | | |
| 3. CONSOLIDATION | | | | | | 3. КРЕПОСТЬ | | | |
| hd | hard | | | | | Твердый | | | |
| brit | brittl | | bk easily along fracture planes ie Coal or salt | | | Хрупкий | | ломается по трещинам как уголь или соль | |
| consol | consolidated | | | | | Крепкий, плотный | | | |
| uncons | unconsolidated | | | | | Некрепкий | | | |
| fri | friable | | in place of soft or firm | | | Ломкий, крошащийся | | | |
| crumb | crumbly | | crumbles | | | крошащийся, рыхлый | | | |
| lse | loose | | | | | Рассыпанный | | | |
| 4. TEXTURE | | | | | | 4. ТЕКСТУРА | | | |
| heterog | heterogeneous | | | | | Разнородная | | | |
| homog | homogeneous | | | | | Однородная | | | |
| vesic | Vesicular | | | | | кавернозная, пузырчатая | | маленькие каверны, похожие на пузырьки воздуха | |
| xln | crystalline | | Appears xln | | | кристаллическая | | | |
| amor | amorphous | | No form / commonly to describe soft cuttings | | | Аморфная | | бесформенная, используется для опис. Мягкого шлама | |
| (a) GRAIN TYPE... qtz, ark, lith | | | | | | (a) СОСТАВ ... Кварцев, полевош, облом, СМ, И(a) | | | |
| (b) GRAIN COLOURS... clr, clss, trans | | | | | | (b) ЦВЕТ ЗЕРЕН, СМ2 | | | |
| (c) GRAIN SIZE... v, f, med, c, vc | | | | | | (c) РАЗМЕР ЗЕРЕН | | | |
| GRAIN SIZE (Размер зерен) | | | | | | | | | |
| 1-2mm | 0.5-1mm | 250-500 | medium | 125-250 | fine | 63-125 | very fine | Silt | 20-63 |
| very coarse | coarse | | | | | | | | 10 - 20. |
| | | | m | | f | | | Sl | Sl |
| | | | | | | | | alev | pelit |
| | | | Крупно-зернистый | | Средне- | | Мелко-зернистый | алевоит | пелит |
| (d) GRAIN ROUNDNESS... ang, subang, subrnd, rnd, well rnd | | | | | | (d) ОКАТАННОСТЬ | | | |
| ROUNDNESS (Окатанность) | | | | | | | | | |
| very angular | angular | | sub-angular | | sub-rounded | | rounded | | well rounded |
| ang | ang | | (ang) | | (rnd) | | (rnd) | | (rnd) |
| | | | Угловатый | | | | Окатанный | | |
| (e) GRAIN SPHERICITY... sphr, subsphr, subclong, elong | | | | | | (e) ОКРУГЛОСТЬ | | | |
| SPHERICITY (Округлость) | | | | | | | | | |
| very elongated | elongated | | slightly elongated | | slightly spherical | | spherical | | very spherical |
| elong | elong | | (elong) | | (sph) | | (sph) | | (sph) |
| | | | Вытянутый | | | | Округлый | | |
| (f) GRAIN SORTING... (Little var = well srt), mod srt, pr srt, bimod srt ie 50:50 | | | | | | (f) ОТСОРТИРОВАННОСТЬ | | | |
| SORTED (Отсортированность) | | | | | | | | | |
| very poorly sorted | poorly sorted | | | | moderately sorted | | well sorted | | very well sorted |
| | (srt) | | (srt) | | srt | | srt | | srt |
| | | | Плохо-отсортиров-й | | Средне- | | Хорошо-отсортиров-й | | |
| 5. CEMENTATION degree and type | | | | | | 5. ЦЕМЕНТ, степень и тип | | | |
| How easily can the bond be broken? | | | | | | Как легко соединение может быть сломано? Как цементировано? | | | |
| lse | loose | | No cement | | | Нет цемента | | | |
| r | rarely | | | | | редко | | | |
| occ | occasional | | | | | местами | | | |
| pr | poorly | | | | | слабо | | | |
| mod | moderately | | | | | средне- | | | |
| well | well | | | | | хорошо | | | |
| str | strong | | | | | сильно | | | |
| sll | Silica | | no react with HCL | | | Силикатный | | Нет реакции с HCL | |
| cal | Calcite | | usual reaction | | | Кальцит | | Есть реакция | |
| dot | Dolomite | | dolomitic reaction | | | Доломит | | Слабая реакция | |
| 6. MODIFIERS (i.e. fr mica or abun mica and glauc or occ mica or lsc glauc or nod glauc) | | | | | | 6. МОДИФИКАЦИИ (добавки) | | | |
| arg | Argillaceous | | Non CLST with a recognisable clay content | | | глинистый | | | |
| sly | Arenaceous | | Non SST ie. CLST that has a recognisable sandy content / appearance / texture | | | алевоитистый | | | |
| tr | trase - Small quant's of other minerals present | | Might be dissem (fine grains throughout) or nod (crystalline mass) ie " | | | небольшое включение других минералов | | указать каких | |
| 8. POROSITY (extremely subjective) (ie 'gd vis poro' or 'no vis poro') | | | | | | 8. ПОРИСТОСТЬ, очень субъективно, напр, есть, видим, пор, нет | | | |
| vis por | visible porosity | | | | | видимая пористость | | | |
| intxln | Intercrystalline | | | | | микрористаллическая | | | |
| intraxln | Intracrystalline | | | | | микрористаллическая | | | |
| intgran | intergranular | | | | | гранулярная (видимая) | | | |
| intragran | intragranular | | | | | гранулярная (видимая) | | | |

| ACCESSORY MINERALS (Включения минералов) | |
|--|------|
| Biotite | Biot |
| Calcite | Calc |
| Feldspar | Fld |
| полевой шпат | |
| Glaucinite | Glc |
| Mica | Mic |
| Montmorillonit | Mtmo |
| Muscovite | Musc |
| Pyrite | Pyr |
| Quartz | Qz |
| Siderite | Sid |

Рисунок 32. Схема описания песчаников в шламе/кернах

Приложение 9

|  | | CLST...MDST...SLST (АРГИЛИТЫ И АЛЕВРОЛИТЫ) | | | | |
|--|------------------------|--|--|---|---|--|
| обязательно описание типа, цвета, набухаемости, карбонатности, включений пирита, глаукогонита, углистых мат. и нефтеносности | | | | | | |
| KEY | NAME | DESCRIPTION | НАИМЕНОВАНИЕ | ОПИСАНИЕ | | |
| 2. COLOUR | | | 2. ЦВЕТ | | | |
| I.e. med dk gy-dk gy, dk gy br-dk gy, lt gy, dk brn, varicol, mot. | | | | | | |
| buf | Buff |  желто-коричневый | dk | dark | темно- | |
| blk | Black |  | lt | light | светло- | |
| blu | Blue |  | mod | moderate, medium | средне- | |
| brn | Brown |  | mtl, vgt | mottled, variegated | пестрый, крапчат. | |
| gy | Grey |  | loc | locally | местами.... | |
| gn | Green |  | clr | clear | прозрач., чистый | |
| orgng | Orange |  | pale | pale | тускло... бледно... | |
| olv | Olive |  | transl | translucent | матовый | |
| pk | Pink |  | frst | frosted | паутинчатый | |
| pu | Purple |  | transp | transparent | прозрачный | |
| red | Red |  | clss | colourless | бесцветный | |
| wh | White |  | varicol | varicoloured | разноц., пестрый | |
| yel | Yellow |  | off wh | off white | грязно-белый | |
| | tan | желто-коричневый | | milky | молочный | |
| | beige | бежевый | | | | |
| if ...ish - () (I.e. (gy)gn); if vividly-__ (I.e. red) | | | | | | |
| 3. HARDNESS (CONSOLIDATION) | | | 3. ТВЕРДОСТЬ (сконсолидованность) | | | |
| sft | soft | Grains offer no resistance when prodded | пластичный | | | |
| frm | firm | Gns bk apart easily | твёрдый но ломкий | можно ломать в руках | | |
| mod hd | mod hard | Gns bk with some difficulty | средне-твёрдый | | | |
| hd | Hard | Grains diff to bk | крепкий, не ломкий | не ломается в руках | | |
| 4. FRACTURE (BREAK) | | | 4. ИЗЛОМ | | | |
| blky | blocky | Break into rectangular fragments | блочная, массивная | разделяется на прямоугольные фрагменты |  | |
| ang | angular | Majority of corners are less than 90 deg | угловатые | большинство углов менее 90гр |  | |
| sppty | splintery | Pointed elongated cuttings | остроконечные | крошащийся на вытнутые пластины |  | |
| fis | fissile | Fine grained sediments tend to divide readily along well developed laminar or platy structure | пластинчатые, сланцеват | расщепляющийся на пластинки |  | |
| subfis | sub-fissile | As above, but not so well pronounced | суб-пластинчатый | неровные пластинки, неправильной формы | | |
| amor | amorphous | No form / commonly to describe soft cuttings | бесформенный | | | |
| conch | conchoidal | Curved ribbed surface, like a shell | раковисый | | | |
| crumb | crumbly | crumbles | крошащийся, рыхлый | | | |
| 5. TEXTURE (to describe visual appearance) | | | 5. ТЕКСТУРА (описание внешности) | | | |
| erthy | earthy | | Землистый | | | |
| homog | homogeneous | Rock with a uniform appearance ie 'plain mudstone' | Однородная | типа чистого аргилита | | |
| heterog | heterogeneous | Ie 'sandy mudstone' or 'conglomerate' | Неоднородная | типа песчанистого аргилита | | |
| vesic | vesicular | Small spherical cavities, like an aero. | кавернозная, пузырчатая | маленькие каверны, похожие на пузырьки воздуха | | |
| amor | amorphous | No form / commonly to describe soft cuttings | Аморфная | бесформенная, используется для опис. Мягкого шлама | | |
| chky | chalky | Appears chalky | меловая, известняковая | | | |
| xln | crystalline | Appears xln | кристаллическая | | | |
| suc | sucrosic | Appears sugary | сахарная? | | | |
| wxy | waxy | Appears waxy | парафинистая | | | |
| fri | friable | Can be disintegrated into individual grains by finger pressure | рассыпчатая | рассыпается при надавливании | | |
| lam | laminated | Appears laminated | листоватая? | |  | |
| 6. SILT CONTENT | | | 6. ПЕСЧАНИСТОСТЬ | | | |
| ie sl slty, loc slty or w occ vf qtz | Arenaceous | Non SST ie. CLST that has a recognisable sandy content / appearance / texture | песчанистый | | | |
| 7. CARBONATE CONTENT (crush cuttings) | | | 7. КАРБОНАТИСТОСТЬ | | | |
| non, sl, v or occ sl calc | calcareous | The way in which a cutting reacts in 10% HCL | известковистый | есть реакция с HCL | | |
| | dolomitic | Reacts only after several mins immersion | доломитовый | нет реакции с HCL (Реакция после нескольких минут погружения) | | |
| 8. SWELLING | | | 8. РАЗБУХАЕМОСТЬ | | | |
| swlg / non swlg | Swell | (NB hydro + hygro used with same meaning) | разбухает/не разбухает | | | |
| Hygtd | Hydroturgid | swelling in a random manner/ imm expands/throughout sample | Водо-разбухающий | набухает, вспучивается | | |
| Hygclst | Hydroclastic | bits break off in water / patchy swelling | Водо-рассыпающийся | рассыпается на кусочки в воде | | |
| Hygfis | Hydrofissile | swells into sm flakes [sl], [mod] or [v] | Водо-расщепляющийся | расщепляется на пластинки | | |
| Crypttd | Cryptoturgid | swells in dilute HCL hot water | Скрытно-разбухающий | набухает в горячей воде с HCL | | |
| Cryptfis | Cryptofissile | as 'Hygro' but induced by 10% HCL | Скрытно-рассыпающийся | рассыпается в HCL | | |
| 9. ACCESSORY COMPONENTS (Small quant's of other minerals present) | | | | | | |
| dissem | fine grains throughout | хорошие зерна | | | | |
| nod | crystalline mass | кристаллическая масса | | | | |
| r tr | rare trace of | редкие | | | | |
| abun | abundant | богатый | | | | |
| loc | locally | локально | | | | |
| ip | in part, in plase | частично, местами | | | | |
| occ | occasionally | изредка | | | | |
| mica | | сланцевые | | | | |
| glauc | | глаукогонит | | | | |
| micromic | | | | | | |
| micromicaceous | | микрослюдяные | | | | |

Рисунок 33. Схема описания аргиллитов и алевролитов в шламе/керне

Приложение 10

| FLUORESCENCE REPORTING PROCEDURES. | | |
|--|---------------------------------------|--|
| SHELL HYDROCARBON TESTING ON SAMPLES. <small>(From Shell Core Handling Manual, Sept 1993).</small> | | |
| details can be found on pages A2-3 to A2-10 of the Shell Core Handling Manual | | |
| We are only doing all the coded fluorescence tests in the manual. We will only have a five digit Z0Z00 code. Any features outwith the coded system should be described in writing. It would make sense to have at least one written fluorescence description on the log. | | |
| Step 1. First Observations (no codes). | | 1. Первые наблюдения |
| <small>Before doing any fluorescence tests on the sample you must first describe any Hydrocarbon Indications (p. A2-1 to A2-3):</small> | | |
| Staining colour. | | характ.пачкающий цвет |
| Bleeding oil or gas (cores). | | выделение н/г (кери) |
| Smell. | | запах |
| Gas levels. | | |
| No coding is applied to these features. | | |
| Step 2. Hydrocarbon Testing on Samples (Fluorescence). | | |
| a) NATURAL FLUORESCENCE. | | а) ЕСТЕСТВ. ФЛЮОРИСЦЕНЦИЯ |
| a1) Distribution of Fluorescence. | | а1) Распределение флюорисценции |
| CODE | | |
| A | Even throughout | езде ровный |
| B | Streaked | полосатый |
| C | Patchy, spotted, irregular. | неравномерно раскиданные большие и маленькие пятна |
| D | Spotted | равномерно пятнистый |
| E | Trace, pinpoint, few scattered spots. | следы, точечный, несколько рассеянных пятен |
| Z | None | нет |
| a2) Intensity. | | а2) Интенсивность |
| 5 | Bright | яркий |
| 4 | Moderate to good | от среднего до хорошего |
| 3 | Moderate | средний |
| 2 | Dull | приглушенный |
| 1 | Pale | тусклый |
| 0 | None | нет |
| a3) Colour | | а3) Цвет |
| A | White | белый |
| B | Blue | голубой |
| C | Yellow | желтый |
| D | Golden | золотой |
| E | Orange | оранжевый |
| F | Brown | коричневый |
| G | Coffee | кофейный |
| Z | Nil (black/deep purple) | нет |

Рисунок 34. Схема описания шлама в УФ свете