

## Введение

Одной из ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса страны является нефтяная промышленность.

В последние годы динамика добычи нефти в Томской области характеризуется как падающая. Однако потребность в нефти и нефтепродуктах, несмотря на снижение добычи, является значительной.

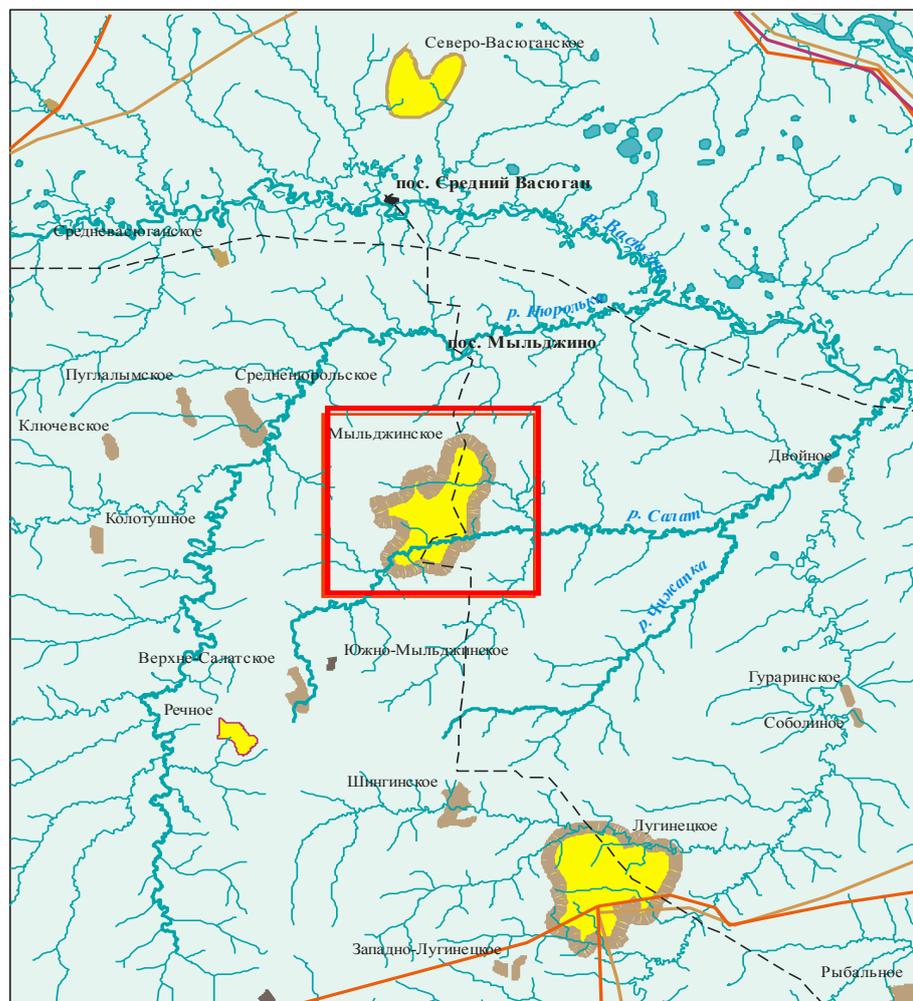
Мыльджинское месторождение, со своими запасами, занимает одно из лидирующих мест в обеспечении области газом. Необходимость использования геофизических исследований скважин обуславливается тем, что с их помощью можно детально расчленить геологический разрез, с достаточной точностью определить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и характер насыщения пластов-коллекторов.

Под рациональным комплексом понимается геологически и экономически обоснованное сочетание геофизических методов и сопутствующих геологических видов работ с целью эффективного решения геологической задачи. Выбор рационального комплекса достаточно сложен и строго индивидуален, т.е. зависит от конкретной задачи и множества факторов. На практике при проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения. В настоящем проекте предусматривается проведение ГИС в южной части Мыльджинского поднятия.

## 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

### 1.1. Географо – экономический очерк района

Мыльджинское газоконденсатное нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области .



*Рис. 1 - Обзорная карта положения Мыльджинского ГКН месторождения.*

*Условные обозначения*

- |   |       |   |                          |
|---|-------|---|--------------------------|
|  | Нефть |  | сезонные (зимние дороги) |
|  | Газ   |  | нефтепроводы             |
|   |       |  | газпроводы               |
|   |       |  | линии электропередач     |

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные метки рельефности меняются от +74 м в пойменных частях рек до +115 м на водоразделах. Большая часть территории водоразделов залесена. Породы деревьев различны, однако большинство хвойных (ель, сосна, пихта, кедр), изредка встречаются осина и берёза.

Климат континентальный, с холодной, продолжительной и снежной

зимой. Зимний период продолжается до полугодя (180-185 дней) с ноября по апрель. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем плюс 20 до минуса 25°С. опускаясь иногда до -50°С. Промерзание болот обеспечивающее передвижение тяжелой техники по зимникам и профилям, начинается со второй половины декабря. Толщина снежного покрова составляет 0,50-0,60 м, грунт промерзает на 1,0-1,2м. Ледоход начинается в мае, ледостав – в конце октября – начале ноября.

Лето короткое, теплое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до +30 – +32°С. Продолжительность навигационного периода 150-170 дней.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

Район работ населен слабо. Непосредственно на территории месторождения стационарных населенных пунктов нет. Построенный вахтовый поселок служит для временного размещения и проживания буровых бригад. Неподалеку находится п. Мыльджино. База НГДУ «Лугинецкнефть» находится в г. Кедровом, который расположен в 110 км южнее месторождения.

Транспортировка груза летом выполняется водным транспортом, зимой – по зимнику, вертолетами круглый год.

Строительный лес для обустройства буровых имеется на месте. Глин хорошего качества в районе работ нет, поэтому для приготовления бурового раствора из местных глин делаются добавки бентонитовой глины и химреагентов.

Река Салат пересекает месторождение с юго-запада на северо-восток до впадения Среднего Карьята, затем меняет направление течения на субширотное. На своем пути река образует многочисленные русловые болота. Ее ширина 5-15 м, скорость течения 0,4-0,6 м/сек, глубина 0,5-1,5 м.

Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. В нижнем течении рек формируются широкие поймы, покрытые густым кустарником. В поймах рек образуются незамерзающие в зимнее время мелкие

озера и болота.

Воды протекающих рек используются как для питьевых, так и для технических целей. Кроме того, для обеспечения буровых технической водой предусматривается бурение водяных скважин глубиной до 50-150 м.

## **1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность**

Впервые геологические исследования регионального характера на территории района начали проводиться с 1947г. В период 1947 - 64гг. были выполнены геологическая, аэромагнитная (М 1:1000000) и гравиметрическая (М 1:200 000) съемки. Этими работами была выявлена положительная структура первого порядка – Средне-Васюганский мегавал.

Площадные сейсморазведочные работы МОВ начали с 1958-59гг. В результате проведенных исследований были получены первые сведения о строении центральной части Средне-Васюганского мегавала и выявлен ряд локальных поднятий II порядка: Рагозинское, Красноярское, Северо-Васюганское.

Мыльджинская структура, приуроченная к юго-восточной части Средне-Васюганского мегавала, была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами. По результатам построена структурная карта по отражающему горизонту «Па» (подошва марьяновской, ныне – баженовской свиты).

В 1964-65гг. с целью уточнения геологического строения южной части Средне-Васюганского мегавала были выполнены дополнительные работы. Весь материал (в т.ч. и в предшествующие годы) был интерпретирован и составлен новый вариант структурной карты Мыльджинского поднятия по отражающему горизонту (подошва баженовской свиты). Построенная структурная карта явилась сейсмической основой для проектирования размещения поисково-разведочных скважин. Из первой же скважины, заложенной в сводовой части структуры и законченной строительством в 1964г, был получен фонтан газа. С этого момента начались детальные исследования

геологического строения Мыльджинского месторождения.

В 1966-67гг. была осуществлена детализация Мыгинской площади, в т. ч. и южной периклинали Мыльджинского поднятия. Весь сейсмический материал был вновь переобработан и отстроен уточненный вариант структурной карты по тому же отражающему горизонту Па. Эти построения легли в основу подсчета запасов углеводородов по Мыльджинскому месторождению, которые были утверждены ГКЗ в 1968г. (протокол ГКЗ № 5362 от 23.02.68г.).

В 1983-86гг. с целью уточнения структурных планов в выявлении нефтеперспективных участков в различных частях Мыльджинской структуры были проведены поисковые в детальные исследования МОГТ силами С/П 8, 17/85-86 (руководитель Жевлаков Л.П.). Этими работами был детализирован восточный борт Мыльджинского поднятия. Дополнительно к структурным построениям по основному отражающему горизонту Па, была подготовлена структурная карта по низам покурской свиты.

Детальные сейсморазведочные работы МОГТ были продолжены в 1992-94гг. Целью работ являлось уточнение структурных построений и контуров нефтегазоносности по продуктивным горизонтам. Использовалась более плотная сеть профилей наблюдений. В результате выполненных исследований была построена сейсмическая основа масштаба 1:50000. Однако структурная модель, предложенная на основе этих работ, содержала ряд серьезных недостатков, повлекших за собой не совсем верное представление о строении залежи и, прежде всего, модели нефтяной оторочки. Это в конечном итоге привело к неоптимальному размещению отдельных кустов эксплуатационных скважин при составлении проекта разработки Мыльджинского месторождения.

В 1999-2000гг. в юго-западной части Мыльджинского месторождения силами Томского Геофизического Треста ОАО «Томскнефтегазгеология» были проведены 3D сейсморазведочные работы в объеме 105км<sup>2</sup>. Применялась американская сейсмостанция INPUT/OUTPUT и крестовая система наблюдений. Обработка 3D-сейсморазведочных материалов выполнялась компанией «Парадайм Геофизикал Сервисиз Лимитед». Комплексная

интерпретация данных сейсморазведки и ГИС с использованием всех имеющихся на момент окончания работ данных разведочного и эксплуатационного бурения.

В результате этих работ были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам: Va, III, IIa, Ib, Ia, Ф<sub>2</sub>, а также по продуктивным пластам Б<sub>1</sub>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>20</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>2</sub>, выполнен палеоструктурный анализ юрско-меловых горизонтов, выделены тектонические нарушения достигшие уровня отражающих горизонтов IIa, Ib, Ia, Ф<sub>2</sub> и уточнены карты залежей для нижнемеловых и юрских объектов.

По данным 3D сейсморазведки построены карты эффективных толщин и улучшенных коллекторских свойств основного юрского продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и произведена оценка перспектив НГГЗК. По данным 2D сейсморазведки выполнен прогноз газонасыщенных толщин основного нижнемелового продуктивного пласта Б<sub>10</sub>. Эти данные послужили сейсмической основой для составления геологической модели Мыльджинского месторождения, которая использовалась при структурных построениях при подсчете запасов.

### **1.3. Геологическое строение района**

#### **1.3.1. Стратиграфия**

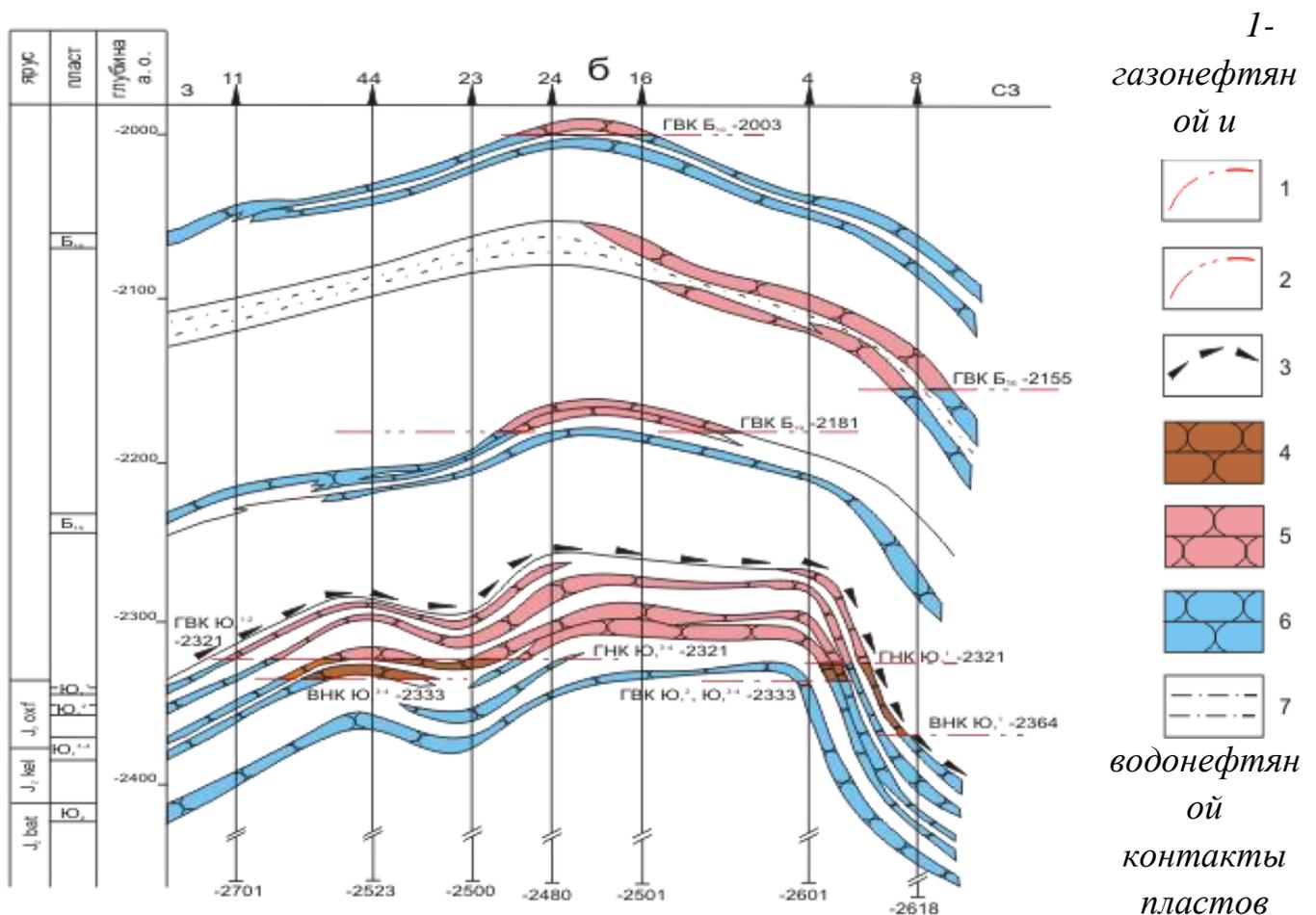
В геологическом разрезе Мыльджинского месторождения принимают участие палеозойские и мезозой - кайнозойские отложения. Первые представляют фундамент, последние - осадочный чехол. Мощность чехла достигает 2700 м.

В составе комплекса осадочных образований принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения, залегающие несогласно на размытой поверхности фундамента, сложенного дислоцированными докембрийскими, палеозойскими и частично мезозойскими образованиями.

Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела. Основными

продуктивными пластами является пласт Ю1 и Б10 кроме того газоконденсатные залежи наблюдаются в пласте Б19 (рис. 2).

Рис. 2 - Геологический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения.  
Условные обозначения.



Ю1-1, Ю1-3/4, 2-газоводяной контакт пласта Ю1-1, 3-подошва баженовской свиты, 4-песчаник нефтенасыщенный, 5-песчаник газонасыщенный, 6-песчаник водонасыщенный, 7-алеволито-глинистые породы

**Палеозойские отложения** характерны трещины, выполненные белым кальцитом. В разрезе восточной части встречены эффузивные диабазы

светло-зеленые хлоритизированные, черные мелкозернистые и долериты среднезернистые. Встречается также брекчированная кремнисто-карбонатная слоистая порода. Вскрытая мощность палеозойских отложений - до 63 метров.

На размытой поверхности доюрских образований со стратиграфическим угловым несогласием залегают отложения более позднего возраста, к которым приурочены основные нефтяные залежи.

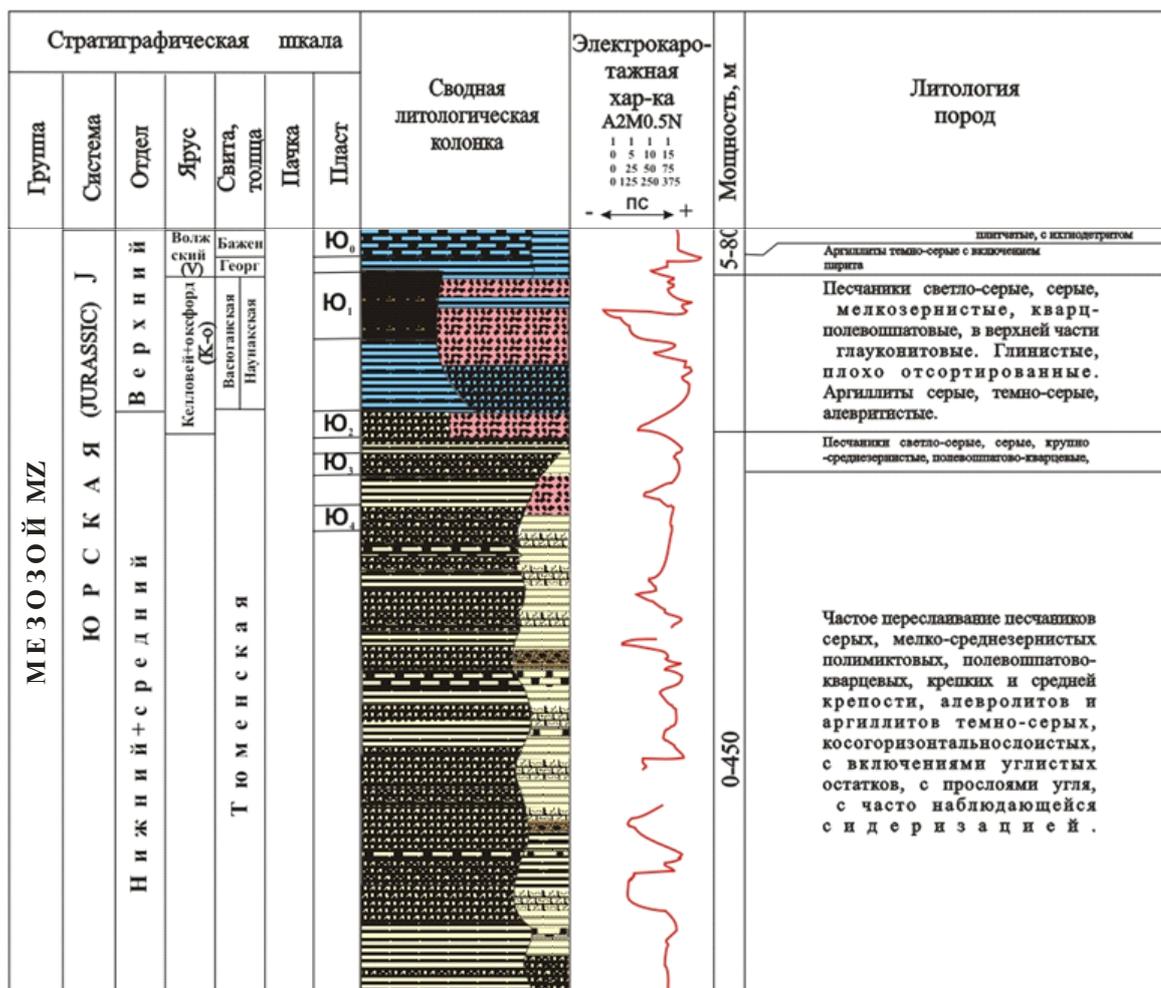
**Юрская система** в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена средним и верхним отделами, объединяющими тюменскую, васюганскую (наунакскую), георгиевскую и бажендовскую свиты

Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой.

**Тюменская свита ( $J_2tm$ )** сложена континентальными отложениями сформировавшихся в условиях поименно-аллювиальной равнины, а в верхней части в прибрежно-морских. Свита сложена чередующимися серыми и темно-серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчанистых, песчаников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых. Мощность тюменской свиты составляет 127-196 метров.

**Васюганская свита ( $J_3vs$ )** объединяет мелководно-морские и прибрежно-морские осадки келловей-оксфордского возраста. Она подразделяет на горизонт Ю<sub>2</sub>, нижневасюганскую подсвита и горизонт Ю<sub>1</sub>.

Горизонт Ю<sub>2</sub> характеризуют трансгрессивный этап расширения морского бассейна в келловее. В его основании залегает угленосная пачка У<sub>2</sub>, являющаяся хорошим репером горизонта в пределах месторождения. По составу пласт неоднороден. Он может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками (Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>) или одним из них. В ряде случаев отмечает его замену на алевролитисто-глинистые разности.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рис. 3 - Сводный литолого-стратиграфический разрез Томской области (участок юрской системы).

Нижневасюганская подсвита, характеризующая кульминационный этап келловой трансгрессии, является межрезервуарной покрывкой, разделяющей пласты Ю<sub>2</sub><sup>1-2</sup> и горизонт Ю<sub>1</sub>. В литологическом отношении, представлены косослоистыми и плотными аргиллитами, песчаниками серыми с включениями углистого детрита. Мощность алевроито-глинистой составляющей подсвиты от 3 до 29м и зависит от литологической неоднородности выше и ниже лежащих песчано-алевроитовых пачек.

Регрессивная (подугольная толща) залегает на образованиях нижневасюганской подсвиты и в кровле ограничивается подошвой угольного пласта  $У_1^3$ , отражающего смену прибрежно-морского режима осадконакопления на континентальный.

По своей композиции подугольная толща неоднородна и в ее составе можно выделить продуктивные пласты  $Ю_1^3$  и  $Ю_1^4$ . В большинстве скважин границей раздела для этих резервуаров служит либо алевролито-глинистый прослой, либо прослой карбонатизированных песчаников. В литологическом отношении коллектора, сложены светлосерыми, полимиктовыми, косослоистыми, средне-мелкозернистыми песчаниками, с включениями гнезд пирита и растительного детрита.

Надугольная толща (пласт  $Ю_1^1$ ) выделяется между угольным пластом и подошвой георгиевской или баженовской свит. В литологическом отношении она сопоставима с осадками межугольной толщи. Здесь также выделяют разрезы монолитного резервуара повышенной мощности и толщи частого переслаивания песчаника, алевролита, аргиллита с редкими прослоями углей. Общая мощность васюганской свиты 46-79 метров.

**Георгиевская свита ( $J_3gr$ )** киммеридж-волжского возраста, представленная осадками морского водоема, среди которых преобладают темно-серые аргиллиты, нередко содержащие прослой известняка и глауконита. Распространена не повсеместно, и вскрыта скв. 55 (рис. 7) – мощность 6 м.

**Баженовская свита ( $J_3bg$ )** венчает волжский комплекс. В литологическом отношении это черные, иногда с буроватым оттенком, битуминозные аргиллиты морского глубоководья, сильно окремненные, содержащие включения пирита и прослой известковых пород. Мощность свиты составляет 8-40 м.

**Меловая система** в разрезах скважин представлена нижним и верхним отделами. Нижний отдел, залегающий согласно на отложениях баженовской свиты, в объеме бариас-валанжина (куломзинская и тарская свиты) и готерив-баррема (киялинская свита).

**Куломзинская свита ( $K_1klm$ )** представлена осадками глубоководно- и мелководно-морского генезиса и распространены повсеместно и вскрыты почти всеми пробуренными скважинами. В литологическом отношении свита сложена серыми аргиллитами, опесчаненными в кровле. В объеме свиты выделяются три продуктивных пласта  $B_{16-20}$ ,  $B_{10}$ ,  $B_8$ . Резервуары  $B_{16-20}$  (ачимовская пачка), выделяемые в подошвенной части аргиллитовой толщи, формировались в условиях крутопадающего шельфового склона, образуя выдержанный клиноформный песчаный комплекс..

Пласт  $B_{10}$  приурочен к верхней части куломзинской свиты. Литологически представлен светлосерыми с зеленоватым оттенком песчаниками и алевролитами мелко-среднезернистыми, преимущественно полевошпатовыми.

Пласт  $B_8$ , залегающий стратиграфически выше резервуара  $B_{10}$ , представлен двумя проницаемыми прослоями, разделенными глинистой пачкой небольшой мощности. Общая мощность куломзинской свиты составляет 269 - 322 метра.

**Тарская свита ( $K_1tr$ )** залегают согласно на отложениях куломзинской свиты. Песчано-глинистые отложения свиты, сформированные в прибрежно-морских условиях, представлены светло-серыми и серыми, средне-мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слоистыми песчаниками, а также серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, часто с большим включением растительных остатков аргиллитами. Общая мощность тарской свиты 70 -104 метра.

**Киялинская свита ( $K_1kls$ )** готерив-барремского возраста залегают согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены прибрежно-континентальными серыми, темно-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, местами имеющими слабую пестроцветную окраску, буровато- и зеленовато-серого тонов. Общая мощность киялинской свиты 497 - 553 метра.

**Алымская свита ( $K_1al$ )** раннеаптского возраста залегают согласно на отложениях киялинской свиты, и четко подразделяется на две подсвиты.

Нижняя часть свиты, сложена осадками прибрежно-морского и морского происхождения, представлена переслаиванием песчаников, глинистых песчаников и глин. Верхняя часть свиты, представлена глинами кошайской пачки, сформированными в морских условиях.

Общая мощность алымской свиты составляет 25 метров.

**Покурская свита ( $K_{1-2pg}$ )** апт-альб-сеноманского возраста залегает согласно на отложениях алымской свиты и представлена переслаивающимися сероцветными песчаниками сформированными в континентальных условиях, с пачками пластов, сформированными в морских и прибрежно-морских условиях, представленными темно-серыми глинами, серыми и светло-серыми алевролитами и песчаниками с прослоями глин. Общая мощность покурской свиты составляет 777 - 824 метров.

**Кузнецовская свита ( $K_2kz$ )** туронского возраста залегает согласно на покурской свите. Отложения были сформированы в условиях крупной морской трансгрессии. Представлены серыми и темно - серыми глинистыми породами, которые местами в кровле замещаются глинисто - кремнистыми отложениями. Общая мощность кузнецовской свиты 9-26 метров.

**Ипатовская свита ( $K_2ip$ )** коньяк-сантонского возраста залегает согласно на отложениях кузнецовской свиты и представлена морскими песчаниками с глауконитом, часто с опоковым цементом, с прослоями глин. Общая мощность ипатовской свиты 107-145 метров.

**Славгородская свита ( $K_2sl$ )** сантон-кампановского возраста залегает согласно на отложениях ипатовской свиты и представлена толщей серых и зеленовато-серых глин, участками опоковидных, с прослоями серых, глинистых алевролитов сформированными в прибрежно-морских и континентальных условиях. Общая мощность славгородской свиты 36 - 60 метров.

**Ганькинская свита ( $K_2gn$ )** маастрихт-датского возраста залегает согласно на отложениях славгородской свиты и характеризуется сравнительно однообразной толщей серых, известковистых глин и мергелей серого и зеленовато-серого цвета, содержащей обильные органические остатки. Общая мощность ганькинской свиты 74-104 метра.

**Палеогеновая система** залегает согласно на меловой системе. Отложения палеогеновой системы сложены морскими глинами талицкой свитой палеоценового возраста и люлинворской, чееанской, некрасовской свитами эоцен-олигоценного возраста, сформированными в озерных, озерно-болотных и озерно-аллювиальных условиях. Общая мощность палеогена 308 - 420 метров

**Четвертичная система** залегает несогласно на отложениях палеогеновой системы. Отложения сформированы морскими, ледниковыми, озерно-ледниковыми, аллювиальными и другими континентальными осадками.. Общая мощность четвертичной системы около 50 метров.

### **1.3.2. Тектоника**

В тектоническом плане район работ располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты (рис. 4), пересекая ее с юга на север. Заложена она была в силуре или начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Доюрский комплекс отложений служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно-формационных зон фундамента в мезозое-кайнозое были сформированы консидементационные структуры платформенного чехла.

Согласно тектонической карте фундамента участок работ находится в пределах крупной положительной структуры доюрского фундамента – Васюган-Пудинского инверсионного антиклинория. Васюган-Пудинский антиклинорий сложен интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия, а осложняющие его синклинали представлены средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными толщами. С запада и востока Васюган-Пудинский антиклинорий ограничен Колтогорско-Уренгойским и Усть-Тымским грабен-рифтами, в результате развития которых, антиклинорий в начале мезозоя

испытывал воздымание и денудацию. Вся площадь работ покрыта сетью разломов, оперяющих грабен-рифты и протягивающихся с юго-запада на северо-восток. В строении грабен-рифтов принимают участие два структурно-формационных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми образованиями и грабеновый, представленный преимущественно вулканогенно-осадочными образованиями.

Согласно «Фрагменту из тектонической карты фундамента ЗСП», 1981, Сурков В. С.) Мыльджинский вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Среднеvasюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной (см. рис. 4). Значительную роль в формировании тектонического облика участка работ играют дизъюнктивные нарушения.

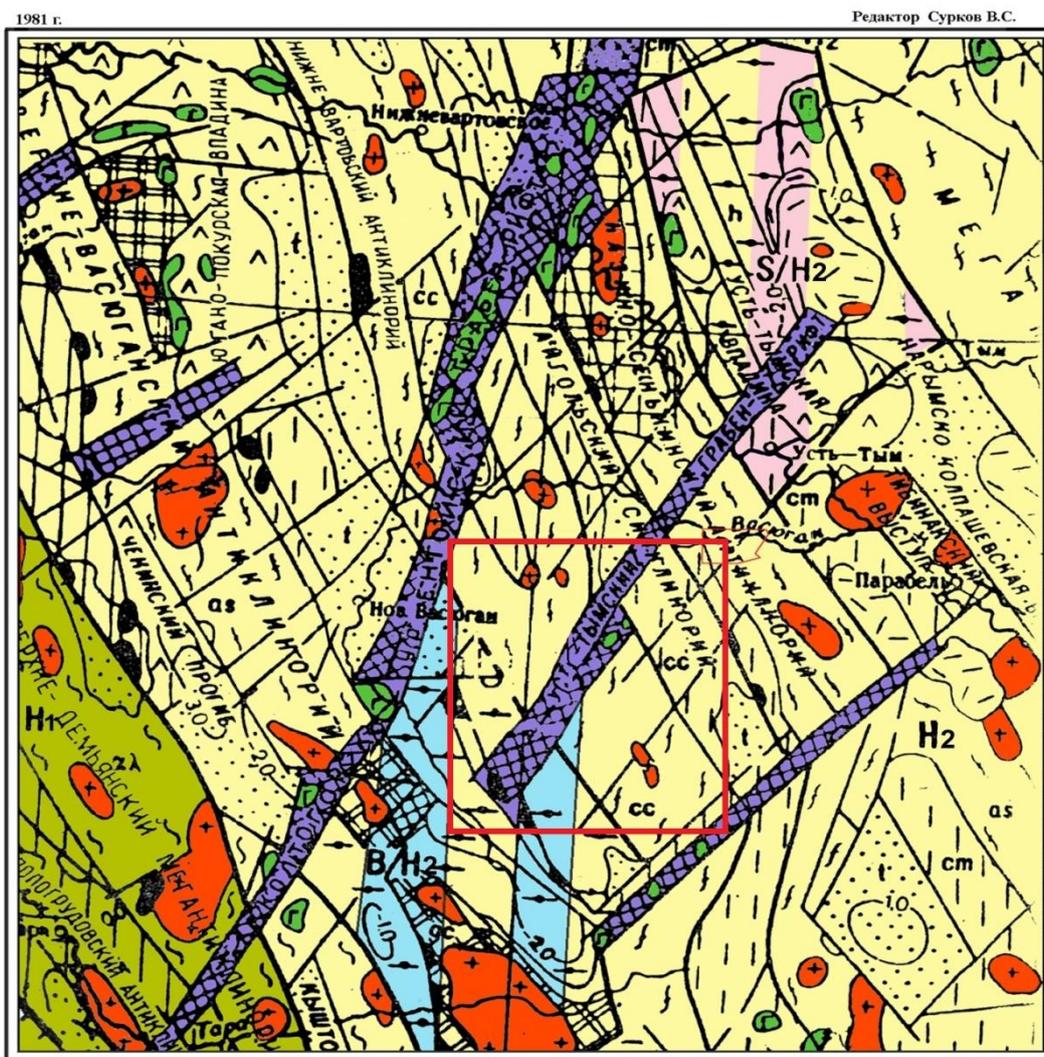


Рис. 4

«Фрагмент из тектонической карты фундамента ЗСП», 1981, Сурков В. С.

## Условные обозначения:

<p><b>ВОЗРАСТ СТАБИЛИЗАЦИИ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #90EE90; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>H<sub>1</sub></b></div> <div>Области раннегерцинской складчатости</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #FFD700; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>H<sub>2</sub></b></div> <div>Области позднегерцинской складчатости</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #ADD8E6; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>B/H<sub>2</sub></b></div> <div>Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #FF69B4; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>S/H<sub>2</sub></b></div> <div>Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>СТРУКТУРЫ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Основания межгорных прогибов</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Антиклинорные зоны унаследованного этапа развития (полициклические)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Антиклинорные зоны инверсионного этапа развития (моноклические)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Синклинорные зоны унаследованного типа развития</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>СТРУКТУРЫ ДЕЙТЕРООРОГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Унаследованно-наложенные впадины и прогибы</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ФОРМАЦИИ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫЕ</b></p> <table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; vertical-align: top;"> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>gc</b></td> <td>Кремнисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>as</b></td> <td>Аспидная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>cm</b></td> <td>Глинисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>al</b></td> <td>Андезит-липаритовая</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>cc</b></td> <td>Карбонатно-глинисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>sk</b></td> <td>Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная</td> </tr> </table> </td> <td style="width: 50%; vertical-align: top;"> <p><b>СТРУКТУРЫ ПРОТООРОГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б- внешняя зона)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Межгорные прогибы и внутренние впадины</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Краевые поднятия</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ИНТРУЗИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #FF4500; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>+</b></div> <div>Гранитоиды</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #32CD32; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>r</b></div> <div>Базальты</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Ультрабазальты</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>РАЗЛОМЫ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром- не выходящие на поверхность фундамента)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Раннекайнозойские грабен-рифты</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Прочие разломы</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ПРОЧИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Границы структурно-фациальных зон</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Покровы эффузивов разного состава</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ФОРМАЦИИ ПРОТООРОГЕННЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ</b></p> <table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>tc</b></td> <td>Терригенно-карбонатная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>t</b></td> <td>Терригенная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>h</b></td> <td>Угленосная</td> </tr> </table> </td> </tr> </table>	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>gc</b></td> <td>Кремнисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>as</b></td> <td>Аспидная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>cm</b></td> <td>Глинисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>al</b></td> <td>Андезит-липаритовая</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>cc</b></td> <td>Карбонатно-глинисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>sk</b></td> <td>Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная</td> </tr> </table>	<b>gc</b>	Кремнисто-сланцевая	<b>as</b>	Аспидная	<b>cm</b>	Глинисто-сланцевая	<b>al</b>	Андезит-липаритовая	<b>cc</b>	Карбонатно-глинисто-сланцевая	<b>sk</b>	Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная	<p><b>СТРУКТУРЫ ПРОТООРОГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б- внешняя зона)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Межгорные прогибы и внутренние впадины</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Краевые поднятия</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ИНТРУЗИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #FF4500; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>+</b></div> <div>Гранитоиды</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #32CD32; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>r</b></div> <div>Базальты</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Ультрабазальты</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>РАЗЛОМЫ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром- не выходящие на поверхность фундамента)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Раннекайнозойские грабен-рифты</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Прочие разломы</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ПРОЧИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Границы структурно-фациальных зон</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Покровы эффузивов разного состава</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ФОРМАЦИИ ПРОТООРОГЕННЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ</b></p> <table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>tc</b></td> <td>Терригенно-карбонатная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>t</b></td> <td>Терригенная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>h</b></td> <td>Угленосная</td> </tr> </table>	<b>tc</b>	Терригенно-карбонатная	<b>t</b>	Терригенная	<b>h</b>	Угленосная
<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>gc</b></td> <td>Кремнисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>as</b></td> <td>Аспидная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>cm</b></td> <td>Глинисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>al</b></td> <td>Андезит-липаритовая</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>cc</b></td> <td>Карбонатно-глинисто-сланцевая</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>sk</b></td> <td>Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная</td> </tr> </table>	<b>gc</b>	Кремнисто-сланцевая	<b>as</b>	Аспидная	<b>cm</b>	Глинисто-сланцевая	<b>al</b>	Андезит-липаритовая	<b>cc</b>	Карбонатно-глинисто-сланцевая	<b>sk</b>	Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная	<p><b>СТРУКТУРЫ ПРОТООРОГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б- внешняя зона)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Межгорные прогибы и внутренние впадины</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Краевые поднятия</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ИНТРУЗИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #FF4500; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>+</b></div> <div>Гранитоиды</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="background-color: #32CD32; border: 1px solid black; padding: 2px; margin-right: 5px;"><b>r</b></div> <div>Базальты</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Ультрабазальты</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>РАЗЛОМЫ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром- не выходящие на поверхность фундамента)</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Раннекайнозойские грабен-рифты</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Прочие разломы</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ПРОЧИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ</b></p> <div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Границы структурно-фациальных зон</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости</div> </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div>Покровы эффузивов разного состава</div> </div> </div> <p style="text-align: center;"><b>ФОРМАЦИИ ПРОТООРОГЕННЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ</b></p> <table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>tc</b></td> <td>Терригенно-карбонатная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>t</b></td> <td>Терригенная</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;"><b>h</b></td> <td>Угленосная</td> </tr> </table>	<b>tc</b>	Терригенно-карбонатная	<b>t</b>	Терригенная	<b>h</b>	Угленосная	
<b>gc</b>	Кремнисто-сланцевая	<b>as</b>	Аспидная																	
<b>cm</b>	Глинисто-сланцевая	<b>al</b>	Андезит-липаритовая																	
<b>cc</b>	Карбонатно-глинисто-сланцевая	<b>sk</b>	Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная																	
<b>tc</b>	Терригенно-карбонатная																			
<b>t</b>	Терригенная																			
<b>h</b>	Угленосная																			

Рис. 4.1 Условные обозначения «Фрагмент из тектонической карты фундамента ЗСП», 1981, Сурков В. С.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) Мыльджинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с размерами по оконтуривающей изогипсе (структурная карта Г.К.Фирсовой 1994 г.) – 2325 м, 28x15 км и амплитудой 125 м. Восточный склон структуры довольно крутой, углы падения на уровне отражающего горизонта Па достигают на отдельных участках 3-6 градусов), западный же наоборот относительно пологий. Поднятие осложнено рядом более мелких структур четвертого порядка. Вверх по разрезу структура постепенно выполаживается, происходит уменьшение амплитуды поднятия и сокращение углов наклона крыльев.

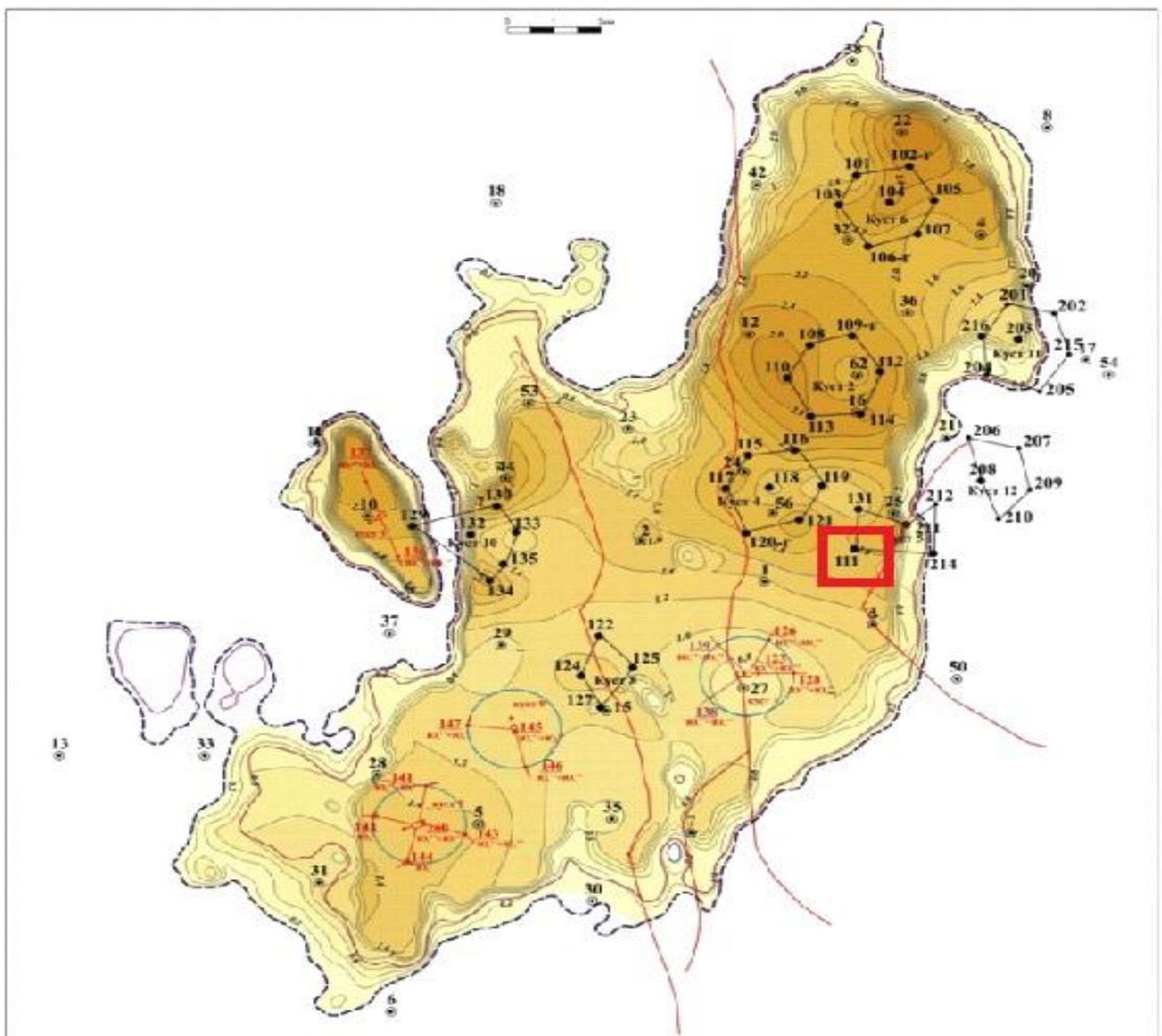
### **1.3.3. Нефтегазоносность**

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Средневасюганского нефтегазоносного района. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела.

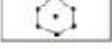
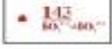
Незначительные газо и нефтепроявления были отмечены при испытании нижней части отложений тюменской свиты (пласт Ю<sub>7</sub> в скв. 56) и на ее контакте с корой выветривания.

В скв. 1 и 4 из коры выветривания получены незначительные притоки газа. Основными промышленно продуктивными являются пласты: Б<sub>8</sub>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>16-20</sub> (куломзинская свита), Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>2</sub> (васюганская свита).

Схема размещения разведочных и газодобывающих скважин, а также запроектируемых скважин на Мыльджинском месторождении приведены на рис. 6.



Условные обозначения:

	- поисково-разведочная скважина пробурения, номер;		- линии равных линейных запасов горизонта Ю <sub>1</sub> ;
	- эксплуатационная скважина пробурения, номер;		- линия тектонического нарушения;
	- куст пробуренных эксплуатационных скважин на объекте Ю <sub>1</sub> и Ю <sub>2</sub> ;		- вертикальная скважина проектный горизонт;
	- куст проектных эксплуатационных скважин на горизонте Ю <sub>1</sub> ;		- направление движения ставка

*Рис. 6 - Проектная схема размещения дополнительного фонда эксплуатационных и газодобывающих скважин на карте суммарных линейных запасов по горизонту Ю<sub>1</sub> Мыльдзинского месторождения.*

Согласно существовавшим представлениям, нерасчлененный песчаный горизонт Ю<sub>1</sub> (рис. 7), включающий пласты Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и песчаный пласт Ю<sub>3</sub> образуют газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой, выделяемой в северозападной части месторождения. Положение плоскости

ГВК условно принято на абсолютной отметке 2321 м. Положение ВНК условно проводится на отметке 2333 м.

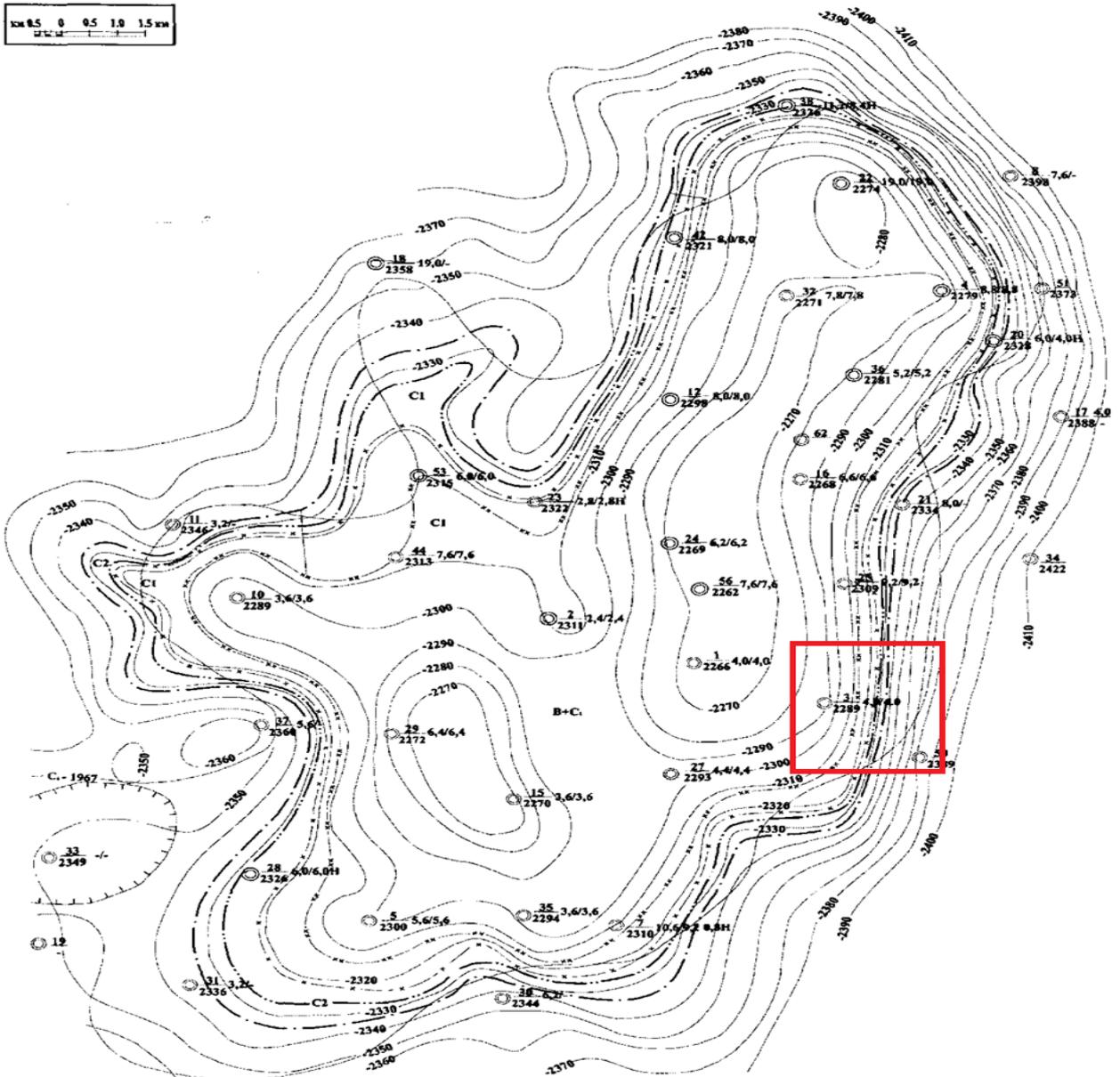
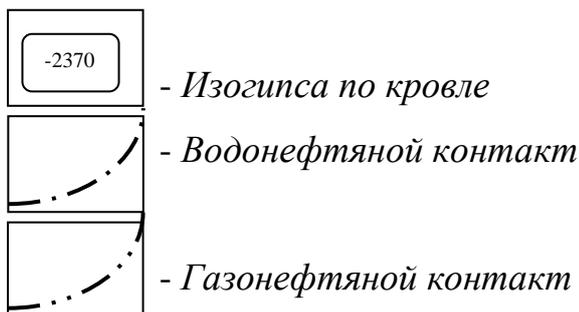


Рис. 7 - Структурная карта и положение водоуглеводородных контактов пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Мыльдзинского месторождения.

Условные обозначения:



По результатам испытания пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> скв. 8, 17, 51 на северо-восточном склоне Мыльджинского поднятия выделяется литологически экранированная залежь нефти, за счет глинизации песчаников Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в сводовой части структуры. Уровень ВНК установлен в скв.8 на абсолютной отметке 2364 м. Дебиты нефти получены из скв. 17, 21, 51 составили 0,004-3,4 т/сут.

Пласт Б<sub>16-20</sub> прослеживается в подошве отложений куломзинской свиты валанжина, выделяется не всегда точно и не имеет повсеместного распространения в пределах месторождения. В южной части площади замещается глинистыми разностями и как пласт коллектор не выделяется. Продуктивность пласта установлена на основании испытания скв. 4, 12, 32, в которых получены фонтаны газа дебитом 27,3-139,5 тыс.м<sup>3</sup>сут. В газе отмечается конденсат.

Общая мощность пласта изменяется от 6,8 до 50,4 м. Эффективная равна 1,2-33,2 м. Количество прослоев песчаника, составляющих эффективную мощность, равно 8-10. Газонасыщенная мощность равна 1,2-20 м.

Пласт Б<sub>16-20</sub> имеет низкие коллекторские свойства. Большинство образцов оказалось непроницаемыми, что связано с высокой карбонатностью пород. Залежь газа в пласте является литологической. Этаж газоносности - 40 м.

Пласт Б<sub>10</sub> приурочен к средней части разреза куломзинской свиты валанжина. Залегаet на 108 м гипсометрически выше пласта Б<sub>16-20</sub>. Фациально неустойчив и прослеживается лишь в северной и северо-восточной частях Мыльджинской площади.

Продуктивность пласта подтверждается результатами испытания 6 скважин, из которых фонтан газа с дебитами от 110,8 до 366,5 тыс.м<sup>3</sup>сут. Газ содержит конденсат. Общая мощность пласта изменяется от 6 до 34,8 м, эффективная - 1,2 - 22 м, которую слагает прослой песчаников в количестве

3-13. Газонасыщенность - 1,2-22 м. Плоскость ГВК проводится условно по подошве пласта Б<sub>10</sub> в скв. 17 по отметке-2154,5 м.

Пласт Б<sub>8</sub> приурочен к верхней части отложений куломзинской свиты валанжина. Залегаёт гипсометрически выше пласта Б<sub>10</sub> и отделяется от него 70-метровой толщей аргиллитов. Прослеживается на площади повсеместно, однако имеет тенденцию к глинизации в наиболее погруженных частях структуры на восточном крыле (скв. 3,25).

Продуктивность пласта установлена по результатам испытания скв. 1, 25, 24. В скв.1 получен фонтан газа с конденсатом; дебит газа 182 тыс.м<sup>3</sup>сут.

Общая мощность пласта равна 13,2-47,6 м., эффективная 2,4-21,6 м., газонасыщенная - 2-6,8м.. Залежь пласта Б<sub>8</sub> является пластовой. Этаж газоносности 23 м.

#### **1.4. Физические свойства горных пород и петрофизические характеристики.**

Меловые отложения представлены морскими и озёрно-аллювиальными фациями, со следующими физическими параметрами -  $V_{ср.пл.} = 2590 - 3500$  м/с,  $\sigma = 2,03 - 2,52$  г/см<sup>3</sup>.

Эоценовые и нижнеолигоценые отложения сложены двумя комплексами осадков: нижний - кремнистый, верхний - глинистый и алевролитовый. Олигоценые континентальные алевролитоглинистые отложения характеризуются следующими физическими параметрами:  $V_{ср.пл.} = 1800 - 2200$  м/с;  $\sigma = 1,9$  г/см<sup>3</sup>.

Диабазовые порфиры, кварцевые диориты, карбонатизированные долериты палеозойского возраста характеризуются значениями  $\rho_n \approx 75$  Ом×м и  $\Delta U_{пс} = 10 - 20$  мВ, что позволяет выделить их методами КС и ПС.

Отложения триасовой и юрской системы тюменской свиты представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников (преимущественно серых и тёмно-серых) и углей. По удельному

сопротивлению отложения хорошо дифференцируются из-за частого переслаивания плотных и проницаемых пластов  $\rho_n = 3-45 \text{ Ом} \times \text{м}$ ;  $\Delta U_{\text{ПС}} = 20-30 \text{ мВ}$ . Кровля тюменской свиты хорошо выделяется по подошве аргиллитовой пачки васюганской свиты, у которых  $\rho_n = 5-15 \text{ Ом} \times \text{м}$ ,  $\Delta U_{\text{ПС}} = 15-30 \text{ мВ}$ .

Верхняя часть васюганской свиты представлена песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами, которые характеризуются более высокими значениями  $\rho_n = 25-50 \text{ Ом} \times \text{м}$ , и  $\Delta U_{\text{ПС}} = 20-60 \text{ мВ}$ . Уголь в юрских отложениях характеризуется высокими значениями  $\rho_n = 90-300 \text{ Ом} \times \text{м}$ , очень низкими значениями радиоактивности и  $\Delta U_{\text{ПС}} = 5-15 \text{ мВ}$ .

Образования баженовской свиты представлены тёмно-бурыми (до чёрных) битуминизированными плотными глинистыми аргиллитами. Эти отложения уверенно выделяются методами КС, ПС и ГК, в связи с высокими значениями  $\rho_n = 90-100 \text{ Ом} \times \text{м}$ ,  $\gamma = 50$  и более мкР/ч и  $\Delta U_{\text{ПС}} = 10-25 \text{ мВ}$ .

Отложения куломзинской свиты представлены толщиной аргиллитов с линзами и прослоями алевролитов и песчаников. В нижней части отложения характеризуются низкими значениями  $\rho_n = 10 \text{ Ом} \times \text{м}$  и  $\Delta U_{\text{ПС}} = 10 \text{ мВ}$ . Лишь в верхней части наблюдается незначительная дифференциация по  $\rho_n$  и  $\Delta U_{\text{ПС}}$ .

Тарская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов характеризующихся резкой дифференциацией по кривым  $\rho_n$  и  $\Delta U_{\text{ПС}}$ ;  $\rho_n = 15-20 \text{ Ом} \times \text{м}$ ,  $\Delta U_{\text{ПС}} = 55-75 \text{ мВ}$ .

Комплекс пород киялинской свиты представлен частым переслаиванием зелено-цветных и пёстро-цветных комковатых глин, алевролитов и песчаников, которые характеризуются низким  $\rho_n = 10 \text{ Ом} \times \text{м}$  и незначительной дифференциацией по потенциалу естественного электрического поля  $\Delta U_{\text{ПС}} = 10-60 \text{ мВ}$ .

Отложения нижней части алымской свиты, сложенные алевролитами и песчаниками, отмечаются высокими значениями  $\rho_n = 25 - 80 \text{ Ом} \times \text{м}$ , и высокими  $\Delta U_{\text{ПС}} = 75 \text{ мВ}$ . В верхней части свита, сложена тёмно-серыми глинами, которые характеризуются низкими  $\rho_n = 5 - 7 \text{ Ом} \times \text{м}$  и  $\Delta U_{\text{ПС}} = 5 - 15 \text{ мВ}$ .

Обобщенные сведения физических свойств горных пород, слагающие геологический разрез месторождения Западной Сибири представлены в таблице 1.

Породы	Сопротивление, $\rho_n$ (Ом*м)	Радиоактивность, $\gamma$ (мкр/ч)
Глины	2-40	6-14
Песчаники	2-30	3-8
Плотный карбонатизир. песчаник	15-240	4-7
Аргиллиты	2,5-7	5-12
Алевролиты	1,8-18	8-11
Угли	100 и более	0,5-3
Известняки	50-2400	2-8

*Таблица 1 - Физические свойства основных разновидностей горных пород, слагающие геологический разрез.*

## 1.5. Анализ результатов геофизических работ прошлых лет

В основу анализа положены результаты ранее проведенных работ на Мыльджинском месторождении СКВ.5/1. Комплекс геофизических исследований скважины проводился в 2005 году.

Задачи ставились следующие:

1. Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин
2. Выделение коллекторов и определение эффективных толщ
3. Определение коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости
4. Определение характера насыщенности коллекторов и местоположений ВНК

В комплекс ГИС, определенный требованиями "Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах" и утвержденный для данного региона, для изучения продуктивности юрского разреза в масштабе глубин 1:200, входили следующие методы: электрокаротаж (БКЗ, ПС, БК, ИК, МКЗ), АК, радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, ГГК-п), ВИКИЗ, а также инклинометрия, кавернометрия. Геофизические исследования проводились стандартной скважинкой аппаратурой – ИОН-1, КИА-723М, РКС-3М, СГДТ-НВ, СПАК-6, ВИКИЗ; регистрирующая аппаратура "КЕДР-2".

Измерение кажущегося удельного сопротивления методом **БКЗ** проведены в продуктивных интервалах комплексом подошвенных градиент-зондов А4М0.5N; А0.4М0.5N; А1М0.5N, кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A и кровельным потенциал-зондом N6.0M0.5A в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом\*м/см, скорость регистрации 2000 м/ч, применялась аппаратура КИА-723М. Качество материалов хорошее.

Метод потенциалов собственной поляризации (**ПС**) выполнен в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи кривой ПС – 12.5 мВ/см. Скорость

регистрации исследуемых параметров 2000 м/час. Применяемая аппаратура КИА-723М. Качество материалов хорошее.

**Индукционный каротаж (ИК)** выполнен в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи кривых 20 мСим/см, аппаратурой КИА-723М со скоростью 1800 м/час. В целом качество материалов хорошее.

**Боковой каротаж (БК)**. Замеры проводились в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом\*м/см. Применялась аппаратура КИА-723М; скорость регистрации 1800 м/ч. В целом качество материалов хорошее.

**Микрокаротажное зондирование (МКЗ)** выполнялось в масштабе глубин 1:200. Запись проводилась аппаратурой МК-Г, прибор обычно содержит градиент-микрозонд А0,025М0,025N и потенциал-микрозонд А0,05М, размещенные на выносном электроизоляционном башмаке. Скорость записи 1000 м/час. Качество материалов хорошее.

**Акустический каротаж (АК)** выполнен в масштабе глубин 1:200. Запись проводилась аппаратурой СПАК-6, со скоростью регистрации 2000м/час. Качество материалов хорошее.

**Кавернометрия (КВ)** выполнялась по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:200, в интервалах проведения БКЗ. Запись проводилась аппаратурой СКПД-3, со скоростью регистрации до 2000 м/час. Качество материалов хорошее.

**Радиоактивный каротаж (РК)** осуществлен методами гамма-каротажа (ГК) и нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ). Радиоактивный каротаж проводился по всему разрезу в масштабе 1:200 со скоростью записи 160 м/час. Применяемая аппаратура: РКС-3М. Постоянная времени интегрирующей ячейки выбиралась в зависимости от мощности источника излучения и поставленной задачи в диапазоне 1.5-3.0 сек. для записи в масштабе глубин 1:200. Материал хорошего качества.

Метод высокочастотных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ) выполнен в масштабе глубин 1:200. Аппаратура ВИКИЗ. Скорость записи 2000 м/ч. Качество материалов хорошее.

Литологическое расчленение и выделение коллекторов проводилось при помощи методов: МКЗ, ПС, БК, БКЗ, ИК, кавернометрии. Как правило, терригенные породы с глинистым цементом являются коллекторами, если снимаемая против них величина отрицательной амплитуды ПС (при  $p_f > p_v$ ), превышает некоторое критическое значение, определяющее границу коллектор - не коллектор.

По методу МКЗ коллектора выделялись там, где значения потенциал-зонда превышают значения градиент-зонда.

Выделение пластов-коллекторов при помощи кавернометрии проводилось путем сравнения диаметра скважины с номинальным диаметром.

БК проводился в интервалах БКЗ с целью выделения маломощных пластов коллекторов.

Кривая кажущейся удельной проводимости при ИК в области низкого удельного сопротивления оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений - сжатой, по сравнению с кривыми сопротивлений, благодаря этому усиливается дифференциация кривой ИК против пород, имеющих низкое  $p_n$ , и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК более наглядно, чем на кривых сопротивлений, выделяется область переходной зоны.

В настоящее время при оперативной интерпретации материалов ГИС применяется три методики определения пористости пластов:

1. Определение пористости по данным акустического каротажа
2. Метод ГГК-п – для нефте-насыщенных песчано-глинистых пород
3. По сопротивлению зоны проникновения проводится в тех случаях, когда нельзя воспользоваться данными АК

При определении  $K_{п.ак}$  наиболее достоверные результаты получают по статистическим зависимостям между  $\Delta T$  и  $K_{п}$ , измеренными на образцах керна при термобарических условиях, соответствующим естественным условиям залегания пластов (зависимость “кern-кern”).

Используя методику расчета, по данным ГТК-п, были вычислены коэффициенты пористости для пласта Ю<sub>1</sub> в пластах коллекторах, которые изменяются в пределах 15% до 18%.

Определение пористости по методу сопротивлений основано на зависимости между параметром пористости  $R_p$  и коэффициентом пористости  $K_p$  ( $R_p = f(K_p)$ ).

Коэффициент проницаемости рассчитывался по данным метода БК и ПС. Определение коэффициента проницаемости методом ПС основано на обратной связи диффузионно-адсорбционной активности  $A_{да}$  с коэффициентом динамической пористости и на прямой связи с глинистостью гранулярного коллектора ( $K_{пр} = f(\alpha_{пс})$ ).

Определение коэффициента глинистости по данным гамма-метода основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента от естественной гамма-активности песчано-глинистых горных пород.

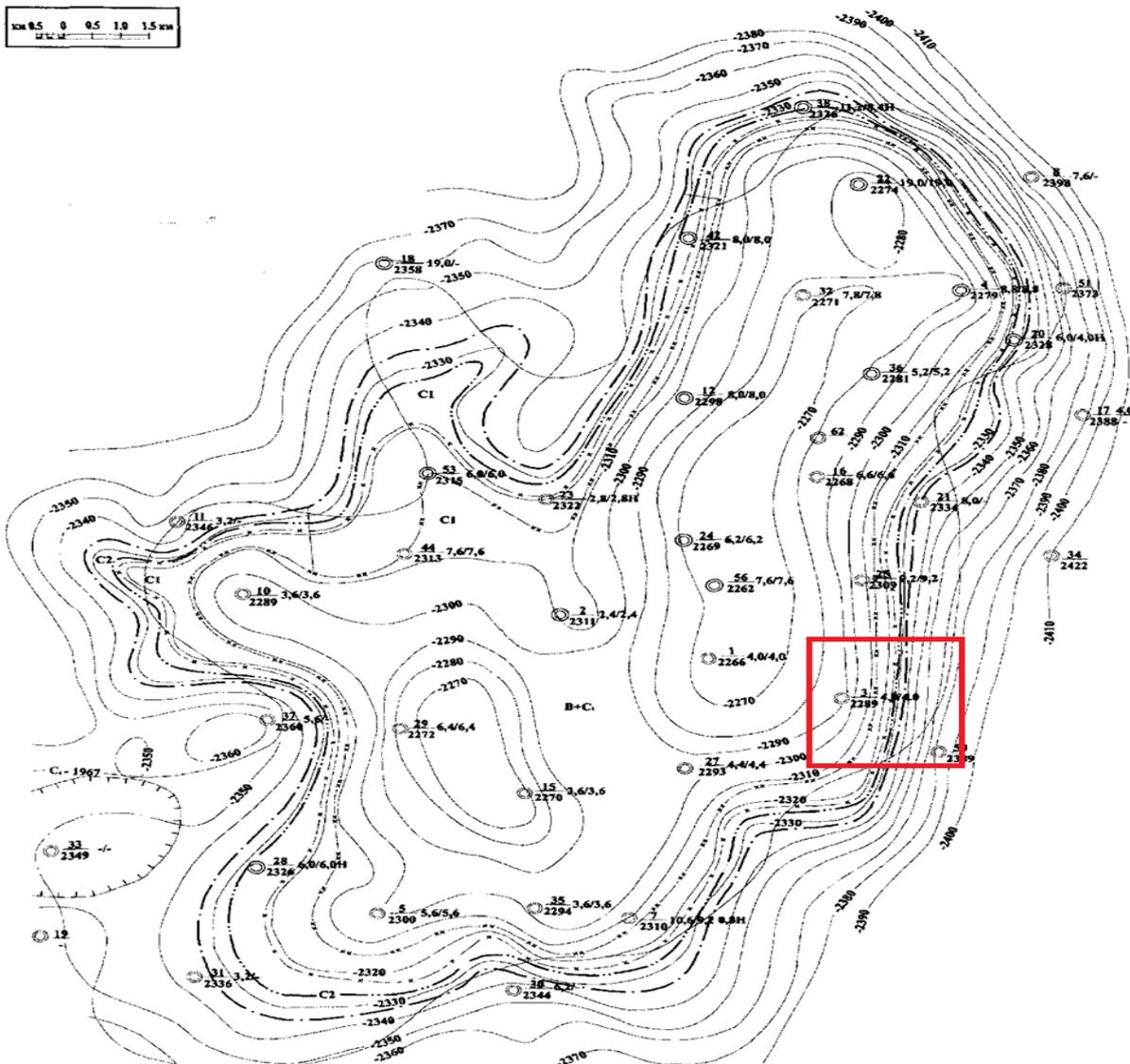
По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Таким образом, как показывает анализ ранее проведенных работ, комплекс исследований, в который включены методы электрического каротажа, бокового, индукционного, в комплексе с радиоактивными методами, является оптимальным для решения задач, связанных с литологическим расчленением разреза, выделением пластов-коллекторов, определения характера насыщения.

## 2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Выбор участка работ

Участок для проведения геофизических работ отмечен на структурной карте.



## 2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ

В разрезе юрских отложений вскрыты пласты Ю1<sup>1</sup>, Ю1<sup>2</sup>, Ю1<sup>3-4</sup> и Ю2-3.

Пропластки коллекторов в пласте Ю1<sup>2</sup> выявлены во всех рассматриваемых скважинах. При этом количество песчано-алевролитовых тел изменяется от 3 до 5 с общей эффективной мощностью от 2,2 до 5,5 м. Фильтрационно-емкостные свойства невысокие: пористость изменяется от 0,125 до 0,176 (средневзвешенное значение 0,147), проницаемость от 0,6 до 14,8 мД (средние значения 6,3 мД). Коэффициенты нефтегазонасыщенности изменяются от 0,355 до 0,672, и зависят не только от коллекторских свойств, но и в большей степени от расстояния до условного уровня ГВК.

Интервалы коллекторов пласта Ю1<sup>3-4</sup> обладают высокими ФЕС, при этом количество песчаных тел изменяется от 3 до 5 с общей эффективной мощностью от 10,8 до 13,7 м, коэффициенты песчаности составляют 0,64-0,89. Пористость изменяется от 0,114 до 0,194 (средневзвешенное значение 0,188). Проницаемость изменяется от 0,6 до 85,9 мД (средневзвешенное значение 69,5 мД). Коэффициенты нефтегазонасыщенности изменяются от 0,459 до 0,831 (средневзвешенное значение 0,715).

Разрезы пластов Ю2+3 в рассматриваемых скважинах близки по ФЕС, но отличаются по характеру насыщения. Количество песчано-глинистых тел изменяется от 2 до 4 с общей эффективной мощностью от 1,6 до 4,3 м, а отдельные толщины изменяются от 0,4 до 1,4 м, коэффициент песчаности изменяется от 0,20 до 0,26. Пористость изменяется от 0,134 до 0,146 (средневзвешенное значение 0,139). Проницаемость изменяется от 2,0 до 4,4 мД (средневзвешенное 3,1 мД).

По результатам интерпретации всех данных ГИС построена физико-геологическая модель продуктивной части для Мыльджинского месторождения (рис.9).

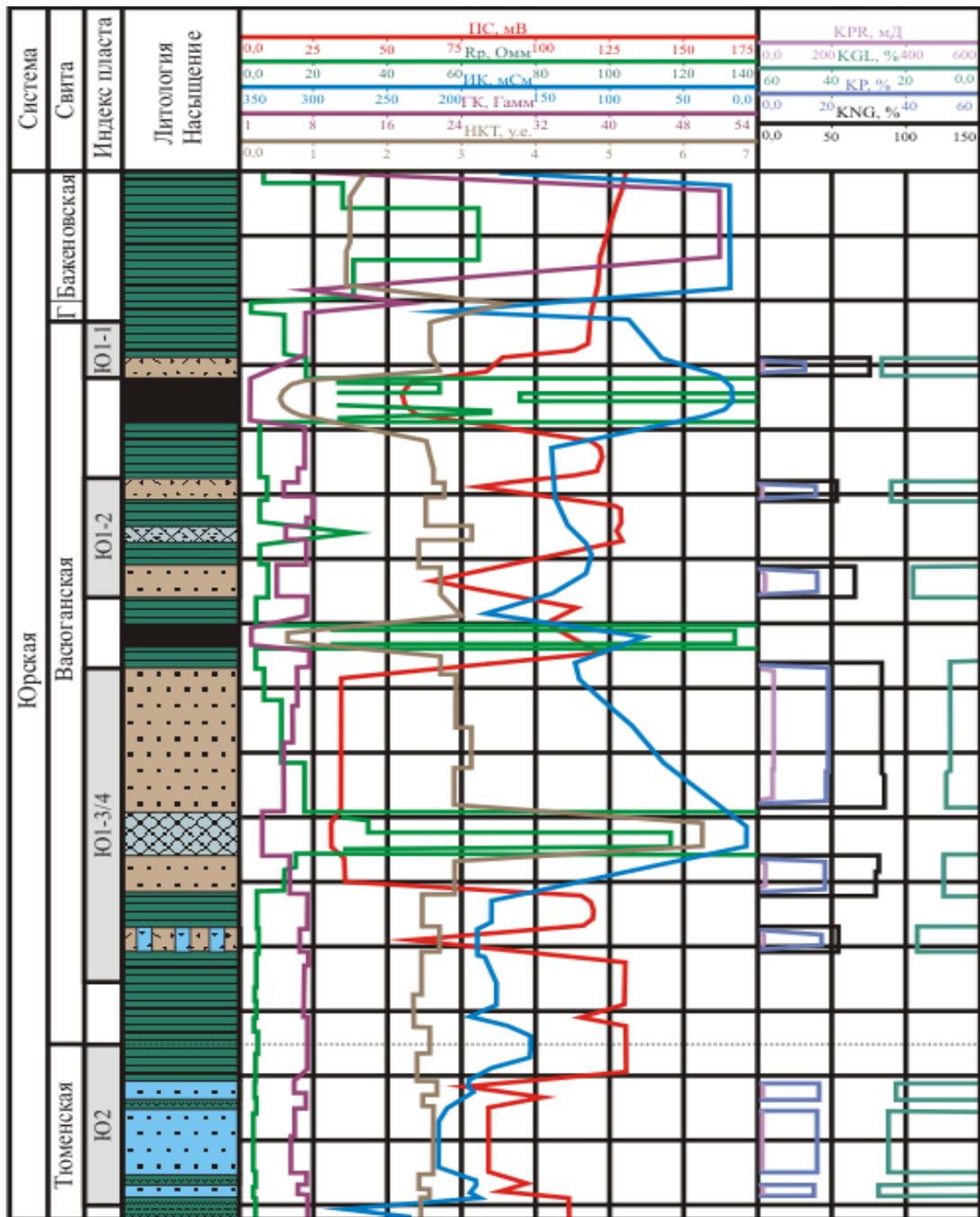
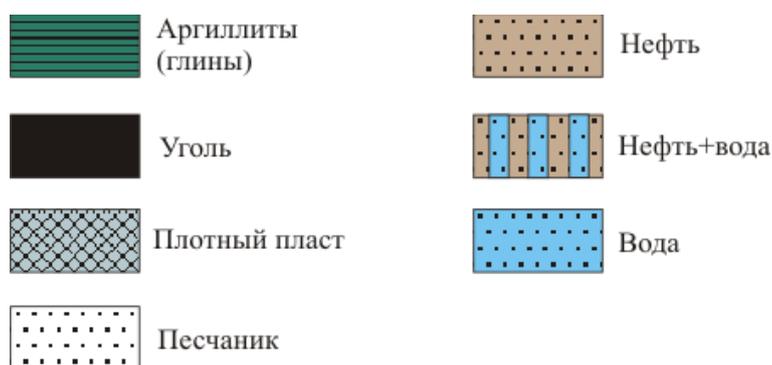


Рис. 9. Физико-геологическая модель продуктивной части Мылдджинского месторождения  
Условные обозначения:



### 2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Выбор методов исследования скважин проводится исходя из дифференциации объекта.

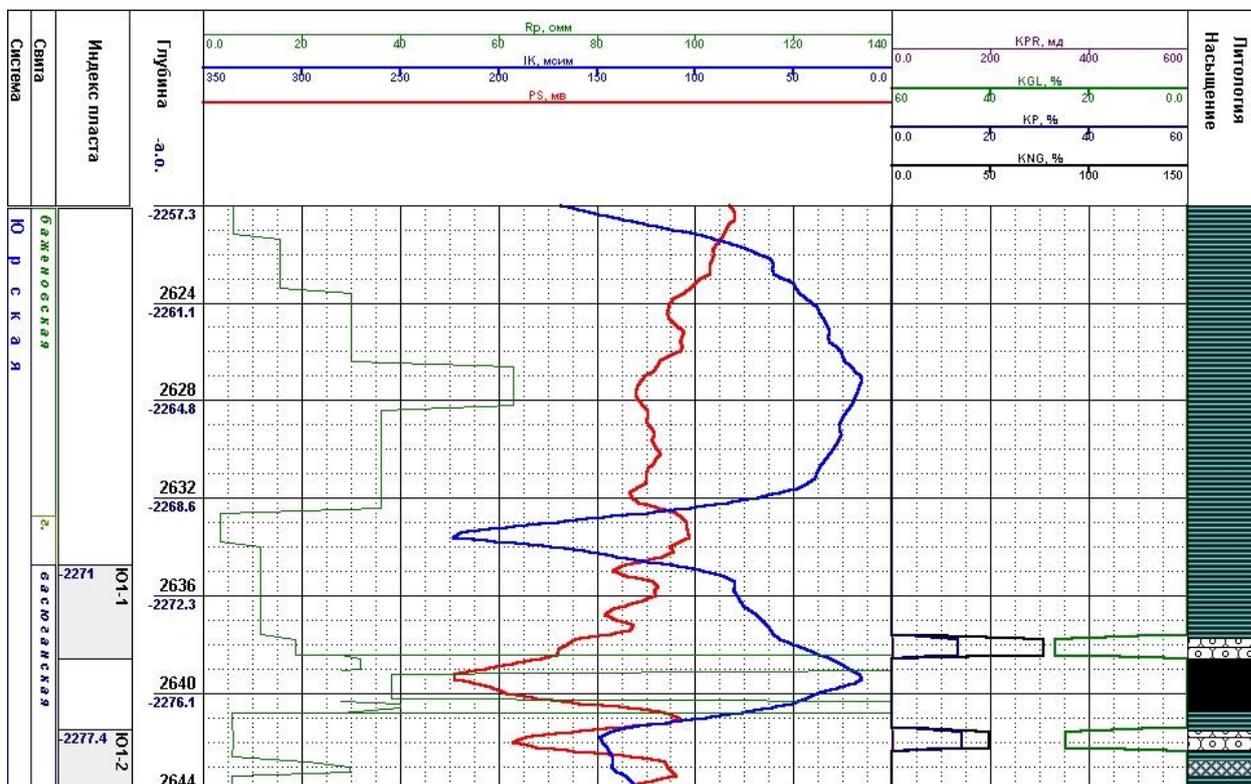
Для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов применяются следующие методы: ПС, КС, МКЗ, ИК, АК, кавернометрия.

Для определения коэффициента пористости используются методы НКТ, ГГК-п, ПС, ЭК, АК. Глинистость определяется методами ГК, ПС. Коэффициент проницаемости определяется методами ПС, БК.

Характер насыщения коллекторов и местоположения ВНК при наличии зоны проникновения определяются методами БКЗ, БК, ВИКИЗ.

Ниже приведен разрез (рис. 10), который вскрывает отложения бажендовской свиты и группу юрских пластов (Ю1-1 по Ю2).

В общем, для разреза кривая ПС носит весьма изрезанный характер. Интервал разреза с 2620м до 2634,8 м сложен аргиллитами. Доказательством этому служит положительная аномалия ПС и аномально высокие значения радиоактивности. Показания метода БК достигают высоких значений до 100 Ом\*м. Кривая метода НКТ на данном интервале характеризуется относительно широким диапазоном значений от 1,5 до 3,5 у. е. Таким образом, водородосодержание колеблется от 20 до 45 %, имея повышенные значения в кровельной части пласта. Это отложения бажендовской свиты.



Условные обозначения:

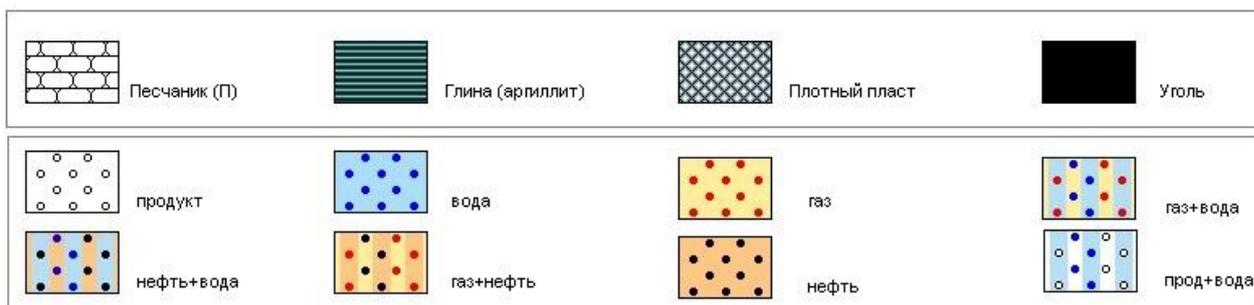


Рис. 10 - Отложения базеновской свиты и пласты Ю1-1 и Ю1-2 в разрезе

Ниже расположены пласты Ю1-1 (2634,8-2638,5), Ю1-2 (2641,4-2656), Ю1-3/4 (2658-2683 м) и Ю2 (2687,2-2705 м). Они сложены несколькими литологическими разностями: песчаники, глины, и плотные прослой.

Глины на данном разрезе имеют свойственные отличительные особенности от отложений другого состава. Глубокие положительные аномалии отмечаются по данным метода собственной поляризации, увеличение радиоактивности в следствии высокой адсорбционной

способности до 8 Гамм. По показаниям индукционного каротажа глины достигают значений 150-200 мСм. Сопротивления по БК – порядка 15 Ом\*м. Метод ВИКИЗ отмечает сопротивления на уровне 5 Ом\*м. Водородосодержание около 30 %.

Песчаники пластов Ю1-1 и Ю1-2 характеризуются отрицательными аномалиями метода собственной поляризации, понижением радиоактивности на фоне остальных глинистых отложений, увеличением сопротивления (по БК до 20-30 Ом\*м, по ИК до 116 мСм). Данные метода ВИКИЗ длинных зондов фиксируют сопротивления на уровне 6-9 Ом\*м. В интервалах песчаников отмечается увеличение показаний метода НКТ, то есть уменьшается водородосодержание в среднем до 25 %.

Ниже расположен пласт Ю1-3/4 (рис. 11), имеющий большую мощность пластов песчаников, которые характеризуются четкими признаками на диаграммах методов и имеют в своем составе достаточно мощные прослои карбонатов (плотняков). Пласт-коллектор расположен в интервале глубин 2658-2673 м. Аномалия ПС напротив этих песчаников более глубокая, чем в песчаниках других пластов, свойственна низкая радиоактивность. Сопротивления по данным электрических методов повышаются (по данным БК – 50-60 Ом\*м, По данным ВИКИЗ – отрицательный градиент показаний, по зондам VZ3, VZ4 и VZ5 около 10 Ом\*м). Водородосодержание – 20-25 %.

Подстиляет коллектор мощная толща аргиллитов (интервал 2673м до 2698м). Для этого участка значения удельной электропроводности составляют порядка 180 мСм. Также характерна положительная аномалия кривой ПС и высокие показания гамма-каротажа (порядка 6-8 гамма).

Присутствующие в разрезе плотняки (2642,8-2643,3; 2651,9-2652,3; 2667,8-2671,2) имеют четкую геофизическую характеристику. Методы сопротивлений имеют максимально высокие показания (БК выше 100 Ом\*м, ИК – 6 мСм). Радиоактивность 3,5 Гамм. Очень низкое водородосодержание – 9 %.

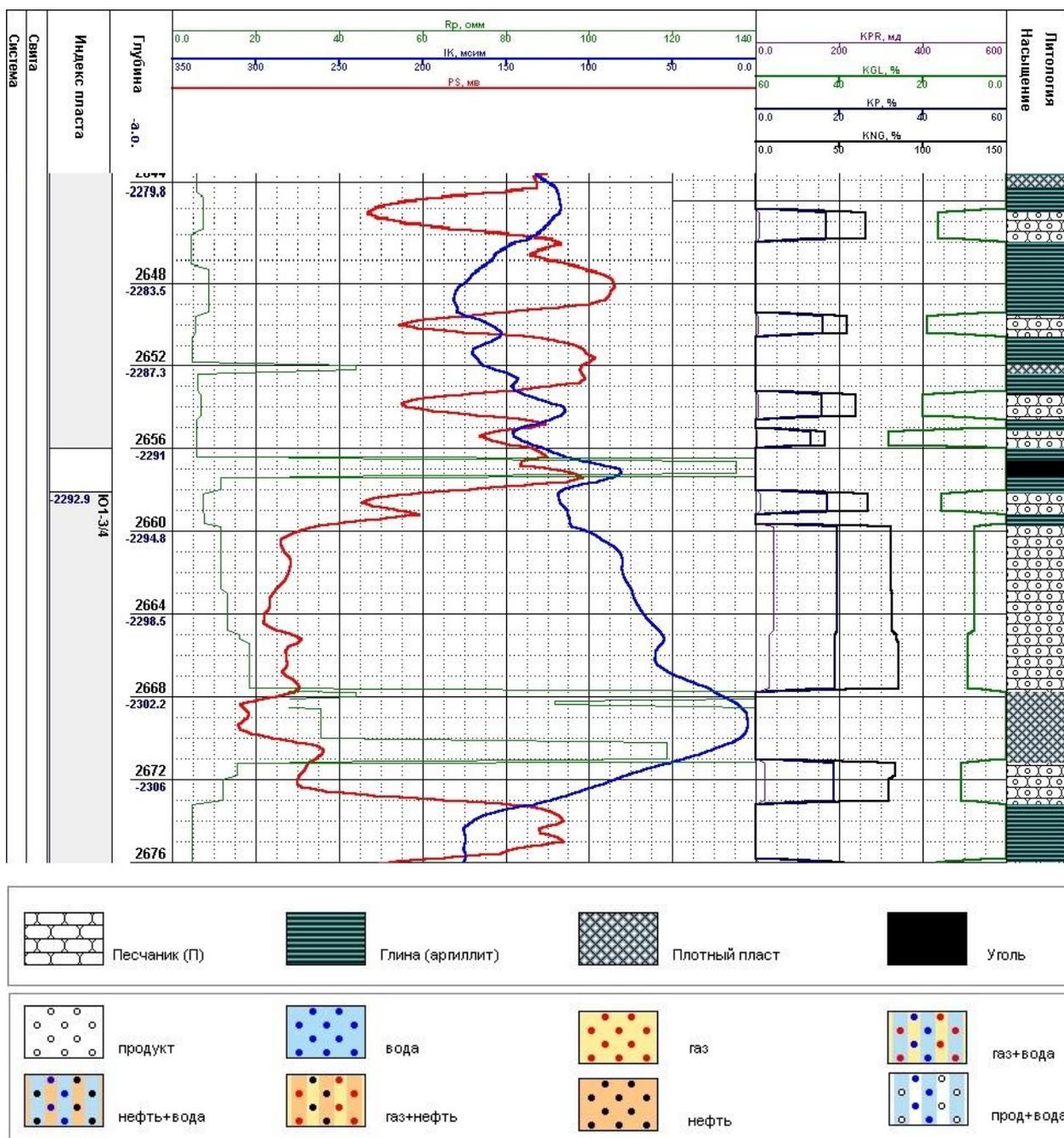


Рис. 11 - Пласт Ю1-3/4 в разрезе

Таким образом, можно констатировать, что запроектированный комплекс ГИС решает поставленные задачи изучения пород-коллекторов на Мыльдзинском месторождении углеводородов.

## **2.5. Методика и техника полевых работ**

### **Подготовка к выезду на скважину.**

Виды промыслово-геофизических работ на скважинах проводят по постановлению, согласному между геологической службой заказчика и геолого-геофизической службой подрядчика.

Методы, данные пересчитывают в физические единицы, подвергаются количественной обработки, должны иметь метрологическое обеспечение.

Перед выездом на скважину начальник партии и инженер знакомятся с материалами, им выдают на скважину копии диаграмм стандартного каротажа, ГК, МЛМ и выборочно материалы предыдущих исследований.

### **Проезд на место проведения работ и обратно.**

Проезд свершает по маршруту, указание в путевом листе. Ответственным за проезд к месту работ и обратно является начальник промысловой партии.

При эксплуатации соблюдается безопасность, установленная для надлежащих видов транспорта, на которых осуществляется транспортировка партии к месту и обратно.

### **Подготовка скважины к исследованиям.**

Промысловая партия исполняет исследования в соответствии с заявкой на проведение геофизических исследований. Выполнения заявок регламентируется двусторонними договорными отношениями и порядком. В ПГИС указываются данные по скважине. Геологический акт на проведение работы скважины вручается начальнику партии до заключения работы на скважине, при отсутствии акта на готовность скважины проводить работы запрещается.

При проведении геофизических работ на скважине при ответственности заказчика, который несет ответственность за правильность выполнения работ, связанных с непосредственным использованием агрегата и оборудования.

Ствол скважины должен быть подготовлен для беспрепятственного прохождения приборов до объекта исследований и его беспрепятственного подъема после окончания работ. Подготовка ствола скважины осуществляется службами заказчика. Качество подготовки должно проверяться шаблонированием. Диаметр шаблона должен быть на 10 мм меньше минимального проходного отверстия и иметь длину не менее 2.5 м. Результаты шаблонирования должны быть документально оформлены в акте на готовность скважины.

#### **Проведение геофизических исследований.**

Геофизические работы проводятся с действующими инструкциями по ТБ и санитарных норм по работе с РВ и ИИИ.

Каротажные работы выполняет партия по программе исследования в зависимости от заказчика и комплекса ПГИС. Скорость спуска и подъема не должна превышать 2450 м/час, скорость подъема - не более 2100 м/час, перед воронкой НКТ снижают до 550 м/час.

При замене наконечника на скважине ремонт оформляется актом. Запись производится от первой желтой метки с остановкой кабельного наконечник.

При невыполнении программы исследований, в полном объеме, по геолого-техническим условиям и комплекса ПГИС, дальнейшие работы отменяются начальником партии, с согласования заказчика. Для подтверждения задачи выполняются исследования «Определение положения элементов конструкции скважины (СК-ТС5)».

В случаи возникновения «затяжки» кабеля, работы должны быть прекращены. Прекращение работ оформляется актом. Акт составляется по поставленной форме.

В случае «прихвата» или обрыва начальник незамедлительно ставит в известность об этом факте свое непосредственное руководство. Дальнейшие работы по устранению аварии производятся по плану.

При возникновении простоя, возникшего не по вине геофизиков, начальником партии составляется акт на подтверждение фактического времени вынужденного простоя.

Исследование комплексным прибором определяется основной метод направления, скорость и режим работы скважины. При записи сохраняется настройка и регистрация в файл всех параметров входящих в состав приборов.

ГИС методы, выполняемые в интервале исследований, должны быть продублированы. Контрольные записи выполняются с теми же параметрами.

#### **Заключительные работы на скважине.**

После выполнения геофизических исследований выполняется демонтаж согласно техническим проектам на производство работ и требованиям ТБ.

Начальник геофизической партии на скважине, по требованию заказчика, выдает предварительное заключение по обработке геофизической информации в полевых условиях. В зависимости от выполняемого комплекса ПГИС, рассматривается в рамках регламента в соответствующих приложениях.

Все геофизические объемы работ оформляются в виде акт-наряда, на проведение ПГИ. Содержание акт-наряда должно точно соответствовать нормативным затратам времени.

#### **Заключительные работы на базе.**

По окончании работ геофизическая партия сдает приборы для профилактических работ на базе.

Начальником партии проводится оформление документации и для материалов в КИП.

## **2.6. Метрологическое обеспечение работ:**

Система метрологического обеспечения ГИС представляет собой комплекс технических и методических средств, обеспечивающих единство, достоверность и требуемую точность результатов измерений.

Основной целью метрологического обеспечения ГИС является повышение эффективности геолого-геофизических работ путем улучшения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах.

Системный подход к метрологическому обеспечению ГИС должен включать следующие этапы: выбор параметров, измеряемых геофизических исследованиях; разработку образцовых средств измерений, воспроизводящих размер измеряемых параметров; выбор и обоснование нормируемых метрологических характеристик геофизической аппаратуры; разработку поверочных схем, определяющих систему передачи размера единиц от исходных средств измерений к образцовым и рабочим измерительным приборам и комплексам, а также обеспечивающих связь единиц, используемых в геофизике с основными физическими величинами; разработку методик аттестации, градуирования и поверки образцовых и рабочих средств измерений; аттестацию методик выполнения измерений геофизических и геологических параметров, включающих режимы проведения измерений, методы учета влияющих факторов и способы оценки качества получаемых результатов. Определяющей целью данных этапов является создание методических и аппаратурных средств, позволяющих определять точность и достоверность получаемой в результате ГИС информации, выбирать оптимальные по точности средства измерений и соответствующие им методики интерпретации.

Необходимость столь широкой постановки задач метрологического обеспечения ГИС диктуется конечной целью ГИС – получением количественной информации о геологическом параметре с гарантированной точностью.

### **2.6.1. Геологическая интерпретация геофизических данных**

Обработка геофизических исследований скважин включает в себя: исходные данные геофизических материалов и их редактирование, далее оценивается качества материалов к привязке стратиграфическому разрезу скважины и конструкции эксплуатационной колонны, составление геофизических результатов интерпретации, создание и ведение архивных данных по геологической отчетности. Вышеприведенные операции по обработке геофизических материалов, и есть геофизическая интерпретация.

#### **Геофизическая интерпретация ПГИС**

1. Первым пунктом геофизической интерпретации является приемка исходных материалов промыслово-геофизических исследований:

- Производят загрузку данных ГИС на сервер КИП.
- Проверяется документация:
  - -заявка на проведение ПГИС, акт готовности скважины, подпись представителя заказчика;
  - -наличие операторского бланка.
  - -наличие акт-наряда на выполненный работ, подписанного заказчиком и начальником партии.
- Поступление заявки записывается в журнал. Указывается: дата каротажа, сдачи данных, название комплекса ПГИС.
- В случае невыполнения пунктов, решается вопрос доставки отсутствующих материалов.
- Производится копирование растровых образов документации на сервер КИП.

2. Выполняется ввод данных, редактирование глубин по магнитным меткам за сбой в работе аппаратуры.

Занесение данных:

- Составление макета ввода данных, согласно операторскому бланку. В файл пишется: номер скважины, код месторождения, дата каротажа. По каждому файлу заносятся данные: номер файла, номер канала, точка записи, тип записи, направление, шаг квантования, величины проверок, выбираются формула эталонной зависимости и вводятся коэффициенты эталонов. Выполняется проверка наличия и сроков проведения эталонировок на базе и скважине.

- При вводе проводится оценка качества цифровых материалов, согласно инструкции.

- Данные вводятся в пределах рабочего места геофизика. Результаты данных копируются в соответствующую директорию на сервер КИП.

3. Производится редактирование данных по глубине и амплитуде - нормализация одновременных замеров геофизических параметров, основных и повторных записей, привязка к разрезу скважины и особенностям конструкции Э/К.

- На компьютере создается рабочая интерпретационная директория. Производится поиск предыдущих данных ГИС необходимых для интерпретации текущего материала на сервере КИП. Архивные данные совмещаются с текущими, в пределах одного файла в рабочей директории.

- Производится увязка по глубине и амплитуде текущих записей.

- Производится оценка данных, согласно инструкции.

4. Производится обработка данных с получением пиковых, индексных кривых, параметров круговой развертки. Объем интерпретации зависит от геолого-промысловой задачи и рассматривается для каждого комплекса.

Обработка данных заключается в следующем:

- Количественная обработка сохраняется в рабочий файл.

- Составляется заключение в базе данных на основе результатов количественной и качественной интерпретации текущих промыслово-

геофизических данных, геологических, промысловых и технических условий проведения измерений в скважине и анализа разработки по месторождению в целом.

- Оценивается качество исходных материалов по полученным результатам количественной интерпретации.

- Составляется геологический отчет по выполненным текущим объемам ПГИС на скважине, каждому методу присваивается оценка качества – хорошо, удовлетворительно (дефект), брак, с подробным описанием характера дефекта, брака. Результаты заносятся в файловую таблицу на сервере КИП.

- Производится визуализация выбракованных методов с пометкой «для служебного пользования». Бракованные объемы в акт-наряде к оплате не предъявляются.

- Составляется геологический отчет по выполненным работам, бракам и дефектам с периодичностью 1 месяц, 3 месяца, 6 месяцев, 12 месяцев. Производится визуализация сводных геологических отчетов..

5. Производится визуализация полученных результатов и сводного заключения. Выполняется:

- загрузка графического макета вывода с сервера локальной сети КИП в рабочую директорию. Макет выбирается по геологической задаче.

- загрузка в программу визуализации результатов интерпретации, текст заключения, исходные материалы и результаты предыдущих ГИС.

- проверка полученных результатов интерпретации начальником КИП и главным геологом ГС, утверждение полноты и правильности выдаваемых заключений.

- визуализация графических данных заключения в пяти копиях.

- подтверждение выполняемого объема исследований в акт-наряде.

- создание экспортного файла данных в формате \*.las.

6. Выполняется копия на сервер КИП результатов интерпретации, формирование архива геофизического материала.

7. Выполняется проверка правильности файлового архива и содержания сохраняемых файлов.

8. Выполняются описи материалов заказчику, на сервере КИП создается директория выдаваемых материалов.

9. Выполняется доставка данных заказчику.

### **Геологическая интерпретация ПГИС**

#### **ОЦЕНОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ**

Важными параметрами являются физические свойства пород Кп, Кп.о, Кп.эф, Кпр, Кгл, Кнг.

Основой выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород - неколлекторов по физическим свойствам (пористости, глинистости, проницаемости).

Выделение пород-коллекторов выполняется комплексом *качественных признаков* диаграмм:

- отрицательная кривая ПС;
- уменьшение диаметра скважины по сравнению с минимальным
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным БКЗ;
- пониженная естественная радиоактивность на ГК.

При выделении эффективных мощностей исключались все прослои, которые охарактеризованы как уплотненные или глинистые, по одному из геофизических методов.

При выделении коллекторов используются количественные критерии разных параметров, соответствующих границе не коллектор-коллектор. Используют геофизические параметры:

1.  $K_p$  и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;

2.  $K_{\text{фаз}}$  проницаемости по нефти, газу и воде;

3. геофизические параметры: относительная амплитуда ПС, УЭС, параметр ГК, Работающие и не работающие толщины.

Ниже приведен обобщенным алгоритмам интерпретации для Мыльджинского месторождения и Средне-Васюганского мегавала (см. табл. 2 и 3)

Таблица 2 - Петрофизические критерии и уравнения коллекторов Мыльджинского месторождения

Параметры : Объекты	$Ю_1^1, Ю_1^2, Ю_1^3, Ю_1^4, Ю_2^1, Ю_2^2$	$B_{16-20}$	$B_{10}$	$B_8$
Температура пласта, °С	80.0	$LgT^{\circ}=0.853H_{\text{абс.}}-0.958$		
Минерализация пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	35.0	$C=0.027H_{\text{абс.}}-23.2$		
Сопротивление пластовой воды, Омм	0.08	$Lg\rho_{\text{в}}=5.23-1.92H_{\text{абс.}}$		
Критерии коллектора: для газа для нефти	$\alpha_{\text{пс}} \geq 0.3 \quad K_{\text{п}}=0.12 \quad K_{\text{пр}}=0.5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ $\alpha_{\text{пс}} \geq 0.43 \quad K_{\text{п}}=0.135 \quad K_{\text{пр}}=1.92 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$			
Критерий получения газа	$\rho_{\text{п}} \geq 11.0,$ временные замеры НКТ	$\rho_{\text{п}} \geq 11.0,$ временные замеры НКТ		
Критерий получения нефти	$\rho_{\text{п}} \geq 5.2$	$\rho_{\text{п}} \geq 7.2 \quad P_{\text{н}} \geq 3.5 \quad K_{\text{н}} \geq 0.54$		
Критерий получения нефти и воды	$4.3 < \rho_{\text{п}} < 5.2$	$4.3 < \rho_{\text{п}} < 7.2,$ $2.75 < P_{\text{н}} < 3.5,$ $0.48 < K_{\text{н}} < 0.54$		
Критерий получения воды	$\rho_{\text{п}} < 4.3$	$\rho_{\text{п}} < 4.3, P_{\text{н}} < 2.75,$ $K_{\text{н}} < 0.48$		
Газонефтяной контакт(ГНК)	-2321.0			
Газоводяной контакт(ГВК)м	-2321.0	- 2181.0	- 2160.0	- 2003. 0
Водонефтяной контакт,	- 2366			

ВНК		
Открытая пористость, д.ед.	$K_{\Pi}=0.08392+0.1196\alpha_{\text{пс}}$	$K_{\Pi}=0.212+0.038\alpha_{\text{пс}}$
Относительное сопротивление	$P_{\Pi}=0.767K_{\Pi}^{-1.923}$	$P_{\Pi}=1.7947K_{\Pi}^{-1.536}$
Нефтенасыщенность, д.ед.	$K_{\text{в}}=0.95P_{\text{н}}^{-0.75}$	$K_{\text{в}}=0.9268P_{\text{н}}^{-0.585}$
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$K_{\text{пр}}=10^{((\alpha_{\text{пс}}/0.75)^{2.27})}$	$\lg K_{\text{пр}}=42.99K_{\Pi} - 7.8362$
Глинистость, доли ед.	$K_{\text{гл}}=1.055-(1.14-1.111\Delta J\gamma)^{0.5}$ ; $K_{\text{гл}}=0.4346-0.3846\alpha_{\text{пс}}$	$K_{\text{гл}}=1.055-(1.14-1.111\Delta J\gamma)^{0.5}$

Таблица 2.2 - Обобщенные алгоритмы для Средне-Васюганского мегавала

Параметры: Объекты	горизонт Ю <sub>1</sub>
Температура пласта, °С	80.0
Минерализация пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	35.0–56.0
Сопротивление пластовой воды, Ом	0.08
Критерии коллектора: для газа для нефти	$\alpha_{\text{пс}} \geq 0.3$ $\alpha_{\text{пс}} \geq 0.43$
Критерий получения газа	временные замеры НКТ
Критерий получения чистой нефти	при $\alpha_{\text{пс}} \geq 0.65$ $\rho_{\text{п}} \geq 5.14\alpha_{\text{пс}} + 1.36$ , $K_{\text{н}} \geq 0.5\alpha_{\text{пс}} + 0.1$ при $\alpha_{\text{пс}} < 0.65$ $\rho_{\text{п}} \geq 2.4\alpha_{\text{пс}} + 3.4$
Критерий получения нефти с водой	$4.3 < \rho_{\text{п}} < 6.5$ , $2.5 < P_{\text{н}} < 4.0$ , $K_{\text{н}} = 0.41\alpha_{\text{пс}} + 0.09$
Критерии выделения водоносных пластов	при $\alpha_{\text{пс}} \geq 0.65$ $\rho_{\text{п}} < 4.3$ , $P_{\text{н}} < 2.5$ при $\alpha_{\text{пс}} < 0.65$ $\rho_{\text{п}} < 4.0$ , $P_{\text{н}} < 2.5$
Открытая пористость, доли ед.	$K_{\Pi} = 0.126\alpha_{\text{пс}} + 0.084$ , $K_{\Pi} = 0.196\Delta T - 33.9$ , $K_{\Pi}^{\text{общ}} = 0.332/J_{\text{НКТ}} + 0.07998$ $K_{\Pi} = K_{\Pi}^{\text{общ}} - K_{\text{гл}} \cdot \omega_{\text{св}}$ , $\omega_{\text{св}} = 0.18$
Относительное сопротивление	$P_{\Pi} = 0.584K_{\Pi}^{-2.066}$
Нефтенасыщенность, доли ед.	$K_{\text{в}} = 1.04P_{\text{н}}^{-0.783}$ , $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}}$ $\lg W = 1.2822 - 0.4869 \lg \rho_{\text{п}}$ , $W = K_{\Pi} \cdot K_{\text{в}}$
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$\lg K_{\text{пр}} = 3.27\alpha_{\text{пс}} - 1.261$
Глинистость, доли ед.	$K_{\text{гл}} = 1.055 - (1.14 - 1.111\Delta J\gamma)^{0.5}$ $K_{\text{гл}} = 0.563 - 1.04\alpha_{\text{пс}} + 0.52\alpha_{\text{пс}}^2$