

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Сағынбаева Айдана Нұрлыбекқызы

Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств
пластов –коллекторов 13-18 горизонта на месторождении Узень

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 6M074700 - «Геофизические методы поискови разведки
МПИ»

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

УДК 550.83+553.3 (574.31)

На правах рукописи

Сағынбаева Айдана Нұрлыбекқызы

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание академической степени магистра

Название диссертации	Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств пластов –коллекторов 13-18 горизонта на месторождении Узень
Направление подготовки	6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель, доктор
геолого-минералогических наук
профессор, член-корреспондент
Национальной Академии Наук РК

 Абетов А.Е.

« 27 » июня 2020г.

Рецензент

_____ Узбеков Н.Б.

« _____ » _____ 2020г.

Нормоконтроль,

 Алиакбар М.М.

« 29 » июня 2020г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Геофизики доктор

геолого-минералогических
наук, профессор

 Абетов А.Е.

« 27 » июня 2020г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геофизики
доктор геолого-минералогических
наук, профессор

 Абетов А.Е

" 27 " июня 2020 г

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту *Сағынбаева Айдана Нұрлыбекқызы*

Тема магистерской диссертации: *Построение петрофизических моделей фильтрационно-емкостных свойств пластов –коллекторов 13-18 горизонта на месторождении Узень*

Утверждена приказом по университету № 1193-м от 29 октября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы « 3 » июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Геологические, геофизические текстовые и графические материалы по месторождению Узень*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) *Геологическое строение месторождения*
- б) *Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов*
- в) *Построение петрофизических моделей терригенных пластов-коллекторов 13-18 горизонта*

Рекомендуемая основная литература

- 1 Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. Элланский М.М. –Москва: РГУ НГ, 2001г.
- 2 Подсчет запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области, АО «КазНИПИмунайгаз», Актау, 2006г.
- 3 Проект разработки месторождения Узень (13-18 горизонты), АО «КазНИПИмунайгаз», Актау, 2006г.
- 4 Отчет по обоснованию методики интерпретации результатов геофизических исследований в открытом стволе скважин месторождения Узень Мангистауской области, Филиал «Инженерный Центр» АО РД «Казмунайгаз», Актау, 2009 г.
- 5 Оценка эффективных толщин сложнопостроенных коллекторов по результатам комплексных исследований ГИС, ГДИС, опробования и лабораторных исследований керна 10 оценочных скважин юрских продуктивных горизонтов месторождений Узень и Карамандыбас, АО «КазНИПИмунайгаз», Актау, 2014г.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Геологическое строение месторождения		
Физико-литологическая характеристика пород- коллекторов		
Построение петрофизических моделей терригенных пластов- коллекторов 13-18 горизонта		

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическое строение месторождения	Абетов А.Е., доктор геолого-минералогических наук, профессор		
Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов	Абетов А.Е., доктор геолого-минералогических наук, профессор		
Построение петрофизических моделей терригенных пластов-коллекторов 13-18 горизонта	Абетов А.Е., доктор геолого-минералогических наук, профессор		
Нормоконтролер	Алиакбар М.М., тьютор	29.06.2020г.	

Научный руководитель  Абетов А.Е.

Задание принял к исполнению магистрант  Сағынбаева А.Н.

Дата " 03 " июля 2020г.

АННОТАЦИЯ

Данная работа основана на построении петрофизической модели терригенных пластов-коллекторов 13-18 горизонта на месторождении Узень, полученная путем системного анализа результатов комплексных геолого-геофизических исследований, включая данные ГИС и результаты лабораторного анализа образцов керна.

Описаны карты распространения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов (песчанистость, пористость и проницаемость) 13 -18 горизонта.

Проведен анализ сопоставления продуктивности с фильтрационно-емкостными свойствами. Выявлены прямые корреляционные между дебитами скважин с одной стороны и песчанистостью, пористостью и проницаемостью пород по каждому горизонту – с другой.

АҢДАТПА

Бұл жазбада Өзен кен орнының 13-18 терригендік қабат – коллекторларының петрофизикалық моделі қарастырылған. Ол кешенді геологиялық - геофизикалық зерттеулерді жүйелі түрде талдау, сонымен қатар ҰГЗ мәліметтері мен сынама үлгілерін зертханалық тұрғыда талдау нәтижелері барысында жасалған.

Жазбада 13-18 горизонттың коллектор – қабаттарының сүзгіштік – сыйымдылық (кеуектілік, өткізгіштік, құмдылық) қасиеттерінің таралу картасы суреттелген. Оң нәтижелерге ие болған сүзгіштік-сыйымдылық қасиеттерін өнімділікпен салыстыру жұмыстары да жүргізілген. 13-18 қабаттағы таужыныстарының кеуектілік, құмтастылық, өткізгіштік қасиеттері, сол қабат ұңғымаларының өнімділік көрсеткіштерімен салыстырылды.

ABSTRACT

This work is based on the creating of a petrophysical model of the 13-18 horizon terrigenous reservoirs at the Uzen field, obtained by systematic analysis of the results of complex geological and geophysical studies, including GIS data and the results of laboratory analysis of core samples.

Maps of the distribution of filtration-capacity properties of reservoirs (sandiness, porosity and permeability) 13 -18 horizon are described.

Productivity comparisons with filtration-capacity properties have been analysed. Direct correlations between the well flow rates on the one hand and the sandiness, porosity and permeability of rocks on each horizon on the other hand were found.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	
Введение	11
Общие сведения о месторождении	13
1 Геологическое строение месторождение	15
1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	15
1.2 Тектоника	21
1.3 Нефтегазоносность	24
1.4 Характеристика фонда скважин	32
2 Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов	34
2.1 Освещенность продуктивной толщ с керном	34
2.2 Комплекс ГИС и качество исследований ГИС	34
2.3 Методика интерпретации ГИС	36
3 Построения петрофизических моделей терригенных пластов-коллекторов 13-18 горизонта	46
Заключение	76
Список использованных источников	78

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и практическая значимость

Эффективная разработка нефтяных и газовых залежей и повышение коэффициента извлечения нефти(газа) обеспечиваются использованием технологии разведки и разработки, адекватных геолого-физическим условиям продуктивного пласта при непрерывном контроле и анализе управления залежью в процессе бурения, вскрытия и эксплуатации на основных геолого-физическим условиям продуктивного пласта при непрерывном контроле и анализе управления залежью в процессе бурения, вскрытия и эксплуатации на основе геолого-технической модели.

Построение такой модели основано на синтезе данных геофизических исследований скважин(ГИС), сейсморазведки, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, и данных их промысловой эксплуатации. Очевидно, что на сегодняшний день важнейшим результатом геологоразведочных и промысловых работ следует относить не только информацию о геологическом строении залежи и ее свойствах, необходимых для подсчета запасов, но и возможность количественного прогноза динамики свойств залежи в процессе разработки, определения добывных характеристик коллекторов и состава притока.

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов нефти и газа традиционно оперируются «статическими» величинами общей пористости, объемной глинистости и абсолютной проницаемости. Открытая пористость характеризует емкость коллектора, но не полностью отражает его фильтрационные способности. Абсолютная проницаемость показывает фильтрационные свойства коллектора в сухом состоянии для воздуха или газа.

Для количественного описания поведения коллекторов в процессе разработки необходимо использовать коллекторские свойства, которые более тесно связаны с динамикой флюидов (ФЕС или эффективные параметры пористой среды) и позволяют полнее учитывать реальную структуру коллектора - эффективную и динамические пористости, а также фазовые и эффективные проницаемости по нефти и воде.

По данным стандартного комплекса ГИС определение эффективной пористости проводится по корреляционным сопоставлениям «керна-керна» и «керна-ГИС» или путем решения системы петрофизических уравнений (при наличии соответствующей априорной информации о компонентах породы и их свойствах).

Арсенал методик интерпретации данных ГИС, используемый для определения эффективной пористости, может быть принципиально расширен путем совместного использования аналитических моделей взаимосвязей ФЕС и петрофизических моделей методов ГИС. Прежде всего, эти задачи должны быть рассмотрены для существенно неоднородных гранулярных коллекторов, к которым приурочены значительные запасы углеводородов.

«Простые» коллекторы в современной практике встречаются редко. Усложнение объектов исследования и разработки потребовало развития информационной базы технологии гео-моделирования.

Актуальным стало создание системы петрофизического обеспечения геомоделирования на основе динамических фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Целью данной диссертационной работы является построение петрофизической модели для повышения геологической информативности и достоверности геолого-технологических моделей месторождений нефти и газа на основе фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Основные задачи

- изучение геолого-геофизического разреза скважин;
- районирование коллекторов по ФЕС;
- построение петрофизической модели ФЕС по горизонтам 13-18 месторождения Узень;
- анализ сопоставления продуктивности с фильтрационно-емкостными свойствами, а также с данными сеймики.

Научная новизна

Изучение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и определяющих их факторов по данным кернового анализа позволяет учитывать влияние количественного содержания и минерального состава на формирование эффективной и динамической пористостей коллектора путем применения разработанных петрофизических моделей.

Результаты расчета эффективной пористости путем комплексной интерпретации данных ГИС с использованием характеристических показаний методов ГИС отражают фактический минеральный состав коллекторов, свойства подвижного и остаточного флюида и соответствуют данным лабораторных исследований керна.

Использование эффективной пористости как интерпретационного параметра стандартного комплекса ГИС существенно повышает его информационный потенциал путем привнесения новых параметров и новых алгоритмов расчета ранее определяемых параметров, что расширяет методологическую основу моделирования свойств коллекторов и позволяет определять фильтрационно-емкостные свойства.

Целесообразность применения эффективной пористости в построении петрофизической модели обусловлена повышением надежности определения коэффициента нефтегазонасыщенности, эффективных проницаемостей по данным ГИС, что открывает возможность прогноза удельной продуктивности, дебита и состава притока и ведет к улучшению соответствия геолого-технологических моделей залежей нефти и газа реальным геологическим объектам

Апробация

Основные результаты диссертационного исследования были представлены на международной научно-практической конференции «Сатпаевские чтения» приуроченная к 120-летию Академика К.И.Сатпаева и

85-летию образования КазНИТУ.

По теме диссертации опубликованы 2 статьи в книгах приуроченные к Международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений» и «Современные методы разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами», в которых нашли отражение теоретические принципы и результаты работы.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Узень находится на территории Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан. Географически площадь расположена в степной части Южного Мангышлака. (Рисунок 1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен, поселок Жетыбай и административный центр – город Актау, находящиеся, соответственно, на расстоянии 31, 70 и 152 км от месторождения.

Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. В порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен нефтепровод Жанаозен-Актау.

Через территории месторождений Узень и Жетыбай проложен магистральный нефтепровод Узень-Самара. Нефть месторождения Узень транспортируется по этим каналам.

В орографическом отношении район представляет собой плато, имеющее слабый наклон в юго-западном направлении с абсолютными отметками рельефа от +135 до +220 м.

Климат полупустынный, резко континентальный. Лето сухое, знойное с максимальной температурой до +50 0С. Зима холодная, малоснежная с минимальной температурой до -30 0С. Характерны сильные ветры, преимущественно восточного направления.

Для технических целей используется пластовая вода из альб-сеноманских отложений, на которые пробурены специальные скважины, а для питьевых - доставляется по водопроводу Волга-Атырау-Жанаозен.

Впервые поднятие Узень было выявлено в 1941 году в результате полевых геологических исследований Мангышлака, проводимых Всесоюзным нефтяным научно-исследовательским геологоразведочным институтом (ВНИГРИ) в 1937-1940 годах. В начале 50-х годов на Южном Мангышлаке, включая район Узень, был проведен ряд исследований, включающих в себя следующие виды работ: региональную аэромагнитную и гравиметрическую съемки, сейсмическое профилирование МОВ (метод отраженных волн) и КМПВ (корреляционный метод преломленных волн), государственную геологическую съемку масштаба 1:200000.

В дальнейшем проводились сейсморазведочные работы МОВ масштаба 1:50000, геологическое картирование масштаба 1:50000, структурно-поисковое, поисковое и разведочное бурение, детальная сейсморазведка МОВ способом общей глубинной точки (ОГТ) в модификации 2Д и 3Д. В результате этих работ была детализирована и подготовлена к разведочному бурению Узеньская структура.

Параллельно с сейсмическими работами в данном районе были выполнены детальные гравиметрические работы, в результате которых была поставлена детальная геологическая съемка масштаба 1:50000 с применением структурно-картировочного бурения.

По результатам этих работ были составлены геологическая и

тектоническая карты изученной территории, дана оценка перспектив ее нефтегазоносности.

Глубокая разведка Узеньской структуры начата в 1961 году, в результате было открыто уникальное месторождение нефти Узень.

В 2002 г. на месторождении Узень были выполнены пространственные исследования МОГТ масштаба 1:25000 на общей площади 326 км². Съёмка проведена с перекрытием на западе площади работ ранее проведенных 3Д исследований на месторождении Карамандыбас. Обработка всех данных трехмерной сейсморазведки выполнена в 2003 г. компанией «ЦГЭ» г. Москва (Центральная геофизическая экспедиция).

В настоящее время структурный план поднятия Узень хорошо освещен бурением по юрскому комплексу отложений. Во всех вновь пробуренных скважинах месторождения Узень выполнен комплекс общих промыслово-геофизических исследований (ГИС), однотипный для эксплуатационных скважин. Общие исследования выполнены поэтапно по всему вскрытому бурением разрезу. По результатам интерпретации материалов ГИС, составлена таблица отбивок продуктивных пластов по горизонтам.

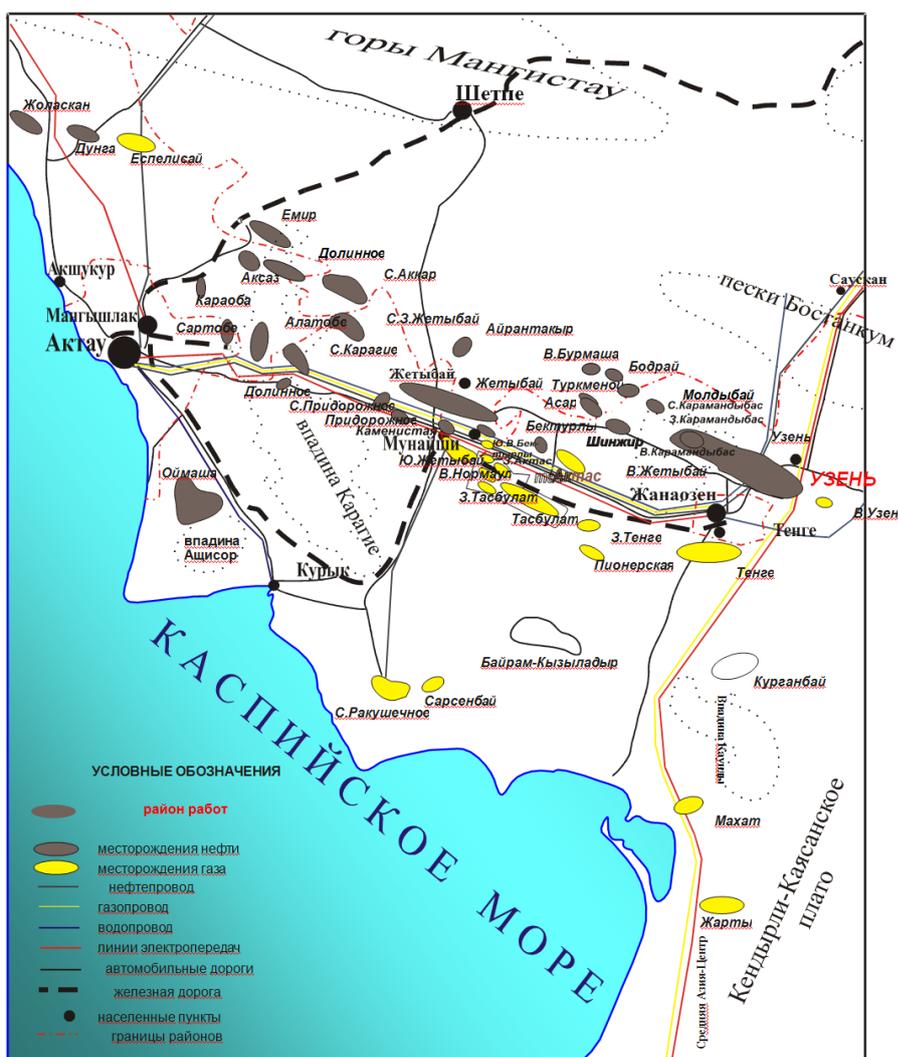


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ

1 Геологическое строение месторождения

1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Глубоким бурением на месторождении Узень вскрыт осадочный комплекс толщиной 4500 м, в строении которого принимают участие породы триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

Достаточно четкая привязка стратиграфических границ к каротажной характеристике позволяет уверенно коррелировать новые скважины. Стратиграфическое расчленение триасового разреза изучались в семидесятые – восьмидесятые годы.

Триасовые отложения представлены только нижним отделом. В пределах Узенской структуры глубоким бурением вскрыты нижнетриасовые отложения толщиной от 698 (скважина X117) до 2250 м (скважина X115), представленные индскими и оленекскими ярусами.

Наиболее древние отложения индского яруса на Узенском поднятии вскрыты параметрической скважиной X115, и эта часть разреза слабо освещена керновым материалом. Судя по небольшому количеству керна, электрокаротажной характеристике пород, в её строении преобладают красноцветные грубозернистые туфогенно-терригенные породы (песчаники, туфопесчаники, алевролиты). На основании сходства с долнапинской свитой Горного Мангышлака данная красноцветная толща отнесена к индскому ярусу нижнего триаса. Вскрытая толщина отложений индского возраста составляет 250 м.

Оленёкский ярус сложен аргиллитами, туфопелитами с прослоями туфов, алевролитов, туфоалевролитов. Слоистость пород различная, в основном, преобладают горизонтальная и линзовидная.

В основании разреза прослеживается 60-80 метровая карбонатная пачка органогенно-детритовых известняков. Тип известняков выделяется только по первоначальной структуре, они изменены, со значительным содержанием туфогенной и терригенной примеси.

Возраст карбонатно-терригенной толщи, по многочисленным находкам аммонитов уверенно определен как позднеоленекский.

Толщина оленекских отложений в пределах Узенской структуры вскрыта только в скважине X115 и равна 2000 м.

Юрские отложения, с которыми связана промышленная нефтегазоносность месторождения Узень, трансгрессивно залегают на размытой поверхности триасового комплекса пород. В составе юрской системы по результатам изучения фауны, флоры и данным споро-пыльцевого анализа выделяются нижний, средний и верхний отделы. Юрские отложения по литологическому составу четко разделяются на два комплекса: терригенный комплекс пород нижней, средней юры и карбонатный комплекс верхней юры.

Нерасчлененные отложения нижней юры представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргеллитоподобных черных углистых глин с органическими растительными остатками (ОРО) и включениями угля.

В разрезе нижней юры определены споры папоротникообразных и пыльца цикадофитов, которые характеризуют нижнеюрские отложения, но однозначно отнести их к определённому ярусу нижней юры, не представляется возможным.

Толщина нижнеюрских отложений изменчива и по простиранию структуры колеблется от 63 (скв. Х59) на западной периклинали до 94 м (скв. Х82) в восточной части. Увеличение толщины до 114 м наблюдается на южном крыле структуры в скважине Х113.

В пределах месторождения Узень отложения средней юры представлены континентальными, прибрежно–морскими и морскими образованиями. В результате палинологического изучения в составе среднеюрской толщи выделяются отложения ааленского, байосского и батского ярусов.

Литологически отложения ааленского яруса представлены континентальной толщей песчано-гравелитового состава с подчиненными прослоями алевролитов, глин и мелкогалечных конгломератов.

В нижней части яруса найдены папоротникообразные споры. Толщина ааленских отложений на западной периклинали структуры порядка 229 м (скв. Х59) и увеличивается в восточных направлениях от 276 (скв. Х116) в районе Основного свода до 285 м (скв. Х117) на восточной периклинали.

Отложения байосского яруса представлены в основном континентальными и лагунными образованиями, это чередование песчаников и алевролитов, разделенных пластами глин с обуглившимися растительными остатками, прослоями и линзами углей. В отложениях байосского яруса наблюдается преобладание глинистых и алевро-глинистых пород в нижней части разреза и песчаных – в верхней части.

Толщина байосских отложений составляет 400 м, как на восточной части структуры (скв. Х368), так и на южном крыле (скв. У526). Наблюдается увеличение толщин яруса на западной периклинали поднятия (скв. Х59), а также в западной части северного крыла (скв. U441) до 445 м.

Отложения батского яруса представлены чередованием серых и темно-серых глин, темно-серых, желтовато- и коричневатого-серых песчаников, и алевролитов.

Возраст батского яруса подтверждается находками фауны. Толщина батских отложений на восточной периклинали структуры составляет 180 м (скв. Х668), увеличение толщины наблюдается на западной периклинали до 237 (скв. Х125) и 250 м на северном крыле.

Верхнеюрские отложения представлены келловейским и оксфордским ярусами.

Разрез келловейского яруса сложен преимущественно глинистой толщей. По литологическим признакам он подразделяется на две части –

нижнюю, содержащую прослойки песчано-алевролитовых пород достаточно большой толщины и верхнюю, чисто глинистую или глинисто-мергелистую.

Породы келловейского яруса значительно обогащены мелкими обломками ОРО. Изредка встречаются отпечатки листьев и стеблей водной и наземной флоры. Отдельные прослойки содержат многочисленные обломки, отпечатки и раковины пелеципод, брахиопод и аммонитов. Возраст пород датируется в основном по фауне фораминифер. Толщина келловейского яруса в присводовой части поднятия составляет 50- 54 м, увеличение толщины до 83 м наблюдается на крыльях.

оксфордского яруса сложен глинисто-мергельной толщей пород, которая четко подразделяется на две части. Нижняя часть является чисто глинистой, а верхняя содержит пачки мергелей толщиной до 10-15 м.

По всему разрезу наблюдается мелкий, рассеянный, обугленный растительный детрит и пирит. Оксфордские отложения содержат богатый комплекс фораминифер. Толщина оксфордского яруса изменчива по площади и колеблется от 75 м в своде и на южном крыле до 188 м на периклиналях и северном крыле структуры.

На размытой поверхности юрского комплекса пород залегает толща меловых отложений. В разрезе мела выделяются нижний и верхний отделы.

Нижний отдел представлен неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами, а верхний – сеноманским, туронским, сантонским, кампанским, Маастрихтским и датским ярусами.

В разрезе неокомского надъяруса выделены валанжинский, готеривский и барремские ярусы.

Породы валанжинского яруса с глубоким размывом и угловым несогласием залегают на оксфордских отложениях. Граница между меловыми и юрскими породами очень четкая, ввиду различия их литологического состава. Разрез валанжинского яруса сложен в основном песчано-алевролитовыми породами.

В породах валанжинского яруса обнаружен, также комплекс фораминифер.

Отложения готеривского яруса представлены чередованием глин, мергелей, алевролитов, песчаников и известняков. Породы имеют светло-серую окраску с зеленоватым оттенком и отличаются повышенной карбонатностью.

Барремский ярус представлен преимущественно глинистой толщей, содержащей тонкие, прослойки песчано-алевролитовых пород. Характерной особенностью пород является чередование серо-зеленой и красновато-коричневой окраски, что считается диагностическим признаком при выделении отложений яруса. В разрезе преобладает зеленовато-серая, алевролитистая, некарбонатная глина, в виде прослоев от 1-2 см до 1.0–1.5 м встречается красновато-коричневая глина.

Общая толщина неокомских отложений колеблется от 54 до 90 м. Наименьшее её значение наблюдается в присводовой части структуры (54-62

м), и на южном крыле порядка 64 м. Увеличение толщины надъяруса отмечается на северном крыле поднятия до 90 м.

Породы аптского яруса перекрывают размытую поверхность неокомского надъяруса. В основании песчаники серые, среднезернистые, с фосфоритовыми конкрециями, сцементированные глинистым цементом, толщиной 2.0-2.5 м.

Выше залегает тридцатиметровая толща темно-серых, слабо алевритистых, некарбонатных глин, содержащих рассеянную фауну пелеципод, аммонитов и крупных фораминифер. В верхней части разреза в толще глины прослой серых мелкозернистых песчаников, сцементированных глинистым цементом.

Толщина аптского яруса колеблется в пределах 51-79 м. При этом наименьшая толщина наблюдается в присводовой части поднятия, а увеличение отмечается на северном крыле в скважинах Х477, У414 (79 м), У381 (93 м) и на восточной периклинали структуры в скважинах Х35 (74 м), У789 (78 м).

Отложения альбского яруса представлены толщей частого переслаивания песчаников, глин и алевролитов. Толщина отдельных прослоев колеблется от 1-2 до 4-5 метров. В отдельных случаях образуются однородные по составу пачки толщиной 10-20 м. Почти половину разреза составляют глины темно-серые, алевритистые, некарбонатные, в нижней части разреза участками слабо карбонатные.

Толщина альбского яруса составляет 474-627 м. Увеличение толщины наблюдается на крыльях поднятия: на северном – 612 (скв. У232) и 618 (скв. Х611), а на южном – 607 м (скв. У274). На своде структуры, в скважине Х314 отмечена минимальная толщина – 474 м, а на восточной периклинали структуры в скважине Х331 максимальная – 627 м.

Отложения верхнего мела сложены преимущественно мелководными морскими осадками и включают сеноманский, туронский, сантонский, кампанский, маастрихский и датский ярусы.

По литологическим признакам вехнемеловая толща четко подразделяется на две части: нижнюю терригенную и верхнюю преимущественно мело-мергельную.

Отложения сеноманского яруса сложены темно-серыми плотными, слабо алевритистыми, некарбонатными глинами и серыми, зеленовато-серыми, мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, сцементированными глинистым, глинисто-карбонатным или карбонатным цементом. В разрезе часто встречаются конкреции, скопления пирита и желваки фосфоритов, как в виде рассеянных включений, так и в виде фосфоритоносных прослоев.

Туронский ярус выделяется в разрезе условно по литологическим признакам и разделен на два подъяруса: нижний и верхний.

Ниже туронский разрез представлен зеленовато-серыми песчаниками известковистыми, кварцевыми, кварц-полево-шпатовыми и фосфоритоносными.

Верхний подъярус сложен прослойками мергелей светло-серых и зеленоватых, известняков и белого пещего мела.

Сантонский ярус сложен песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми, мелкозернистыми, слабосцементированными глинистым цементом.

В верхней части залегает толща белого пещего мела с редкими прослойками белых, сероватых, голубоватых и зеленоватых мергелей и пелитоморфных известняков.

Разрез кампанского яруса в основном сложен толщей белого пещего мела, местами верхняя часть представлена мергелями.

Отложения маастрихского яруса развиты лишь на крыльевых частях Узенского поднятия и представлены белым пещим мелом и мергелем, реже – мелоподобным известняком или известковистым песчаником.

Датский ярус завершает разрез мело-мергельной толщи верхнего мела. Особенностью литологического состава яруса является широкое развитие пелитоморфных и органогенно-обломочных известняков, переслаивающихся с мергелями и глинами. Как и отложения маастрихского яруса, датские известняки отсутствуют в сводовой части поднятия и наблюдаются лишь на его крыльях.

Суммарная толщина верхнего мела колеблется от 160 (скв. X517) до 263 м при увеличении на южном крыле в скважинах X127 (258 м), Y712 (263 м).

В пределах Узенской структуры выделяются два отдела палеогеновой системы – эоценовый и олигоценовый.

Эоценовые отложения представлены известково-мергельной толщей, в которой известняки играют подчиненную роль.

Олигоценовые отложения представлены однородной толщей зеленовато-серых плотных известковистых глин, включающих рыбную чешую, мелкие ОРО и рассеянные зерна пирита. Палеонтологически эта толща не охарактеризована и по стратиграфическому положению между фаунистически охарактеризованными породами эоцена и неогена условно отнесена к олигоцену.

Суммарная толщина палеогеновых отложений резко изменчива и колеблется от 7 в скважине X16 до 104 и 113 м, соответственно, в скважинах X517, X826.

В неогене установлены среднемиоценовые отложения в объеме тортонского и сарматского ярусов.

Тортонский ярус представлен толщей серых, зеленовато-серых глин, мергелей и мелкозернистых песчаников, залегающих с резким размывом и угловым несогласием на различных горизонтах палеогена и верхнего мела.

Сарматский ярус сложен в нижней части разреза белыми, светло-серыми и зеленоватыми мергелями, чередующимися с оолитовыми, пелитоморфными и ракушечными известняками белого, светло-серого и желтоватого цветов, в средней части темно-серыми и зеленовато-серыми

глинами с подчиненными прослоями мергелей. Верхи яруса представлены преимущественно известняками-ракушечниками.

Суммарная толщина неогеновых отложений, резко изменчива. В центральной части поднятия, в пределах впадин, толщина их составляет 7 м (скв. Y354, Y507, Z298, Z387), на западной периклинали – до 49 м (скв. X43), а в восточной части структуры 41-44 м (скв. X234, Y081).

В пределах плато четвертичные отложения представлены слоем суглинков, наибольшая толщина которых не превышает нескольких десятков сантиметров, и тонким почвенным слоем. Во впадинах и обрывах развиты коллювиальные, аллювиальные и делювиальные отложения. В отдельных случаях, когда они представляют собой продукт обрушения крутых обрывов впадины, их толщина может достигать нескольких и даже десятков метров, в основном же, как и на плато, во впадинах она не превышает нескольких десятков сантиметров.

1.2 Тектоника

В тектоническом отношении поднятие Узень приурочено к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангышлакского прогиба (рис 1.2).

Рассматриваемый регион входит в состав Туранской плиты, являющейся частью Центрально-Евразийской молодой эпигерцинской платформы. В разрезе здесь выделяются три структурных этажа, отделяющиеся друг от друга региональными стратиграфическими и угловыми несогласиями.

Нижний этаж – кристаллический дислоцированный фундамент, становление которого завершилось к концу палеозоя, сложен метаморфизованными и интенсивно дислоцированными породами. Вышезалегающий платформенный чехол подразделяется на два структурно-геологических комплекса пород: складчатый переходный комплекс верхнепермских и триасовых отложений, образующий промежуточный структурный этаж, и осадочный комплекс типично платформенных слабо дислоцированных юрско-меловых и палеоген-неогеновых отложений.

Основными структурными элементами платформенного чехла Южного Мангышлака являются Центрально-Мангышлакская зона поднятий, Южно-Мангышлакский прогиб и Карабогазский свод.

Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень, являясь структурным элементом второго порядка, приурочена к северной бортовой части Южно-Мангышлакского прогиба и протягивается с северо-запада на юго-восток на 200 км при ширине ступени около 40 км. С севера ступень ограничена региональным разломом, осложняющим южное крыло Беке-Башкудукского вала, на западе граничит с Сегендыкской депрессией и Карагинской седловиной, а на востоке – с Кокумбайской ступенью. От Жазгурлинской депрессии на юге ступень отделена глубинным разломом субширотного

простирается, отраженном в платформенном чехле флексуобразным перегибом.

По осадочному чехлу в пределах Жетыбай-Узеньской ступени прослеживаются три антиклинальные линии, ориентированные вдоль простирается ступени. С севера на юг выделяют наиболее приподнятую Узень-Карамандыбасскую, затем Жетыбайскую и наиболее погруженную Тенге-Тасбулатскую антиклинальные линии.

Самой крупной локальной структурой Жетыбай-Узеньской ступени является Узенское поднятие, представляющее собой пологую антиклинальную складку, ось которой простирается с восток-юго-востока на запад-северо-запад.

Структурный план поднятия Узень хорошо освещен бурением по юрско-меловому комплексу отложений. Геологический разрез низов юрских отложений и триаса вскрыт небольшим количеством скважин.

По кровле 13 продуктивного горизонта, стратиграфически относимого к келловейскому ярусу верхней юры, размеры Узенской складки составляют 34,5x10,0 км, амплитуда поднятия порядка 300 м.

Морфология складки характеризуется асимметрией крыльев и периклиналей. Северное крыло пологое (углы падения пород составляют 30), а южное – более крутое с углами падения 5-60. Периклинали структуры разновелики: восточная более короткая, чем западная и, соответственно, ось складки погружается в восточном направлении более резко, чем в западном. В пределах более пологих северного крыла складки и её западной периклинали погружение пород происходит неравномерно с образованием высоложенных участков.

Форма складки и её пространственное положение совпадают по различным стратиграфическим горизонтам юры и мела. С глубиной амплитуда поднятия и углы падения пород на крыльях возрастают, что объясняется унаследованным характером его развития.

Структура осложнена шестью куполами, наиболее чётко прослеживающимся по нижним продуктивным горизонтам: Основным сводом, Хумурунским, Северо-Западным и Аксайским, Парсумурунским и Восточно-Парсумурунским куполами.

Самый крупный из куполов Основной свод, осложнённый в свою очередь двумя небольшими куполами (один в районе скважины X719, а второй – X217), является наиболее приподнятым участком структуры. Его размеры составляют 14x6 км по оконтуривающей изогипсе минус 970 м при амплитуде 160м.

Хумурунский купол, расположенный в районе скважин X14, X82, X113, по кровле 13 продуктивного горизонта имеет длину 8,0 и ширину 2,8 км при амплитуде порядка 55 м по изогипсе минус 970 м.

Западнее, южное крыло Узенской структуры осложнено небольшими куполами Парсумурунским в районе скважин X29, X132, Z484 и Восточно-Парсумурунским в районе скважин X127, X130. Амплитуда первого по кровле 13 горизонта порядка 25 м и размеры 2,6x1,2 км а второй представлен

в виде небольшого структурного носа, но уже по кровле 18 горизонта амплитуда возрастает, соответственно, до 30 и 15 м.

Северное крыло осложнено двумя куполами: Северо-Западным и Аксайским, из которых первый является более крупным. Его размеры изогипсе минус 1030 м (кровля 13 горизонта) составляют 4,0x1,8 км при амплитуде менее 20 м. Аксайское поднятие, вырисовывающееся по верхам юрской продуктивной толщи как структурный нос, имеет размеры 1,1x0,7 км, амплитуду до 10 м.

Западнее Парсумурунского купола Узенское поднятие сочленяется с Карамандыбасским, которое в одних случаях рассматривают как самостоятельную структуру, осложнённую двумя куполами, а в других – как осложнения западной периклинали Узенского поднятия.

На основании данных бурения и опробования разведочных и эксплуатационных скважин в пределах Узенской структуры намечен ряд нарушений.

Наиболее достоверным является сброс, отделяющий от основного свода участок, названный Центральным блоком. На наличие этого сбросав 1962 году указывал Козмодемьянский В.В, а в дальнейшем нарушение было подтверждено данными бурения скважин D660, X668, X219. Толщина порядка 35 м отсутствует в скважинах X668 и D660 в низах 13 и кровле 14 горизонтов, а в скважине 2X19 толщина пород валанжинского яруса сокращена на 18 м. Сброс имеет почти субмеридианальное простирание с падением плоскости сбрасывателя на запад под углом близким к 90°. Западный блок опущен на 36 м с постепенным затуханием амплитуды сброса в северо-западном и юго-восточном направлениях.

Другие сбросы выявлены на месторождении в результате несоответствия данных опробования. Среди них наиболее обоснованными являются два нарушения: осложняющее восточную периклинали Северо-Западного купола и отделяющее Хумурунский купол от Центрального блока.

Нарушение, разделяющее Хумурунский купол и Центральный блок, проводимое в районе скважин X82 и X87, имеет субмеридианальное направление с амплитудой 10-15 м. Оно обосновывается наличием самостоятельных залежей нефти и газа в 17, 18, 22 и 23 горизонтах, высоты которых превышают высоту ловушки. Это нарушение подтверждается материалами сейсмосьёмки 3Д.

Остальные предполагаемые различными исследователями тектонические нарушения, в частности, выявленные по сейсмосьёмке 3Д не повлияли на распределение залежей 13-18 горизонтов.

Проведенные работы 3Д уточнили конфигурацию выявленных ранее куполов и других структурных элементов по нижнеюрским горизонтам и отложениям триаса, и детализировали их строение. Необходимо отметить, что структурный план юрско-меловых отложений существенно отличается от триасового. Если по юрско-меловым отложениям отмечается унаследованный характер структурных планов, то детальная сейсмическая информация, полученная по юрской части разреза, свидетельствует о том,

что основные черты строения триасовых отложений на большей части Узенской структуры не находят отражения в вышележащей юрско-меловой толще. Так, сводовой части Узенской складки (Основному своду, Центральному блоку) и Хумурунскому куполу по отложениям мела и юры соответствует опущенные блоки по до юрских отложений, а в районе Парсумурунского купола фиксируется самое высокое залегание нижнетриасовой поверхности.

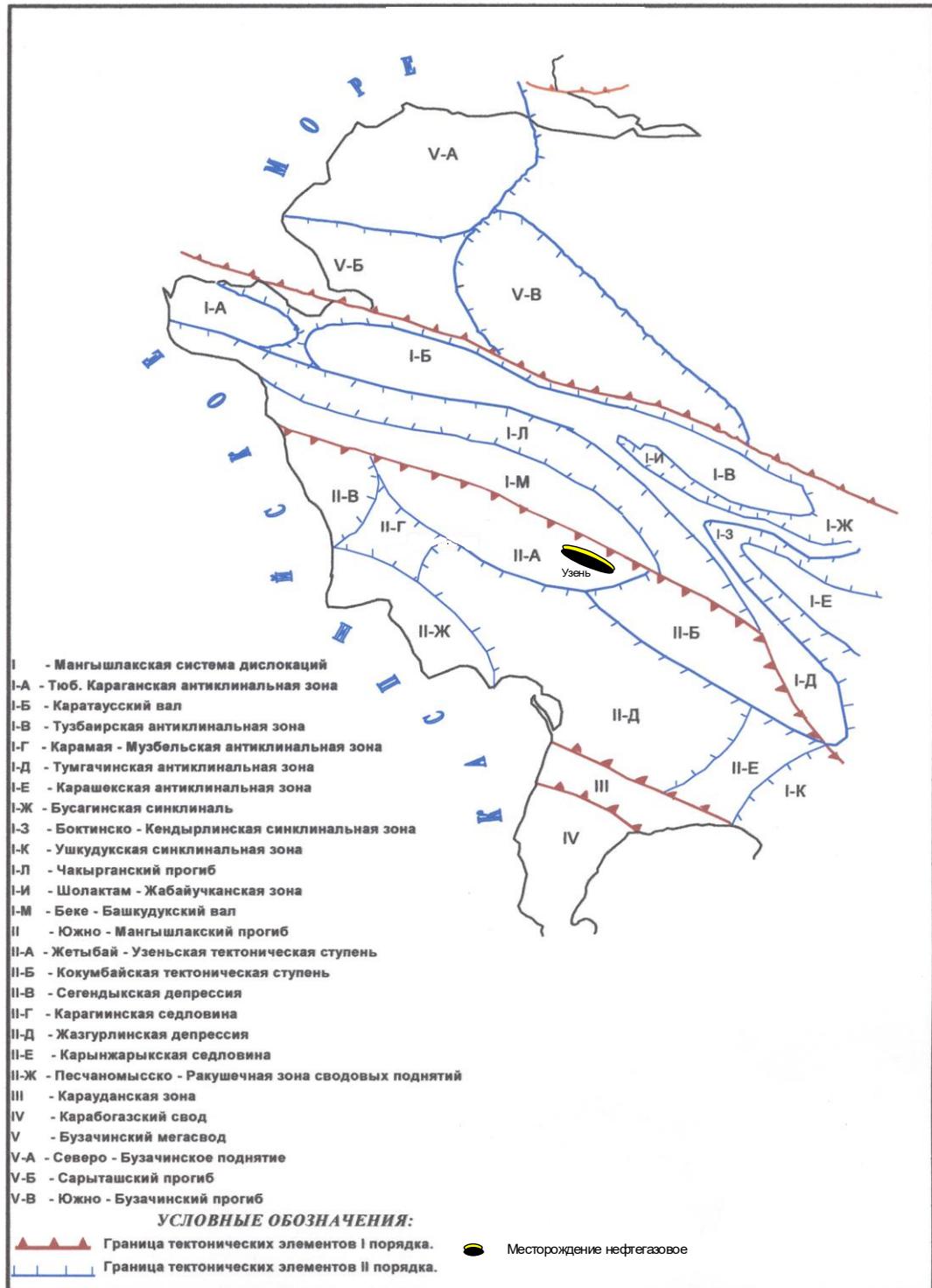


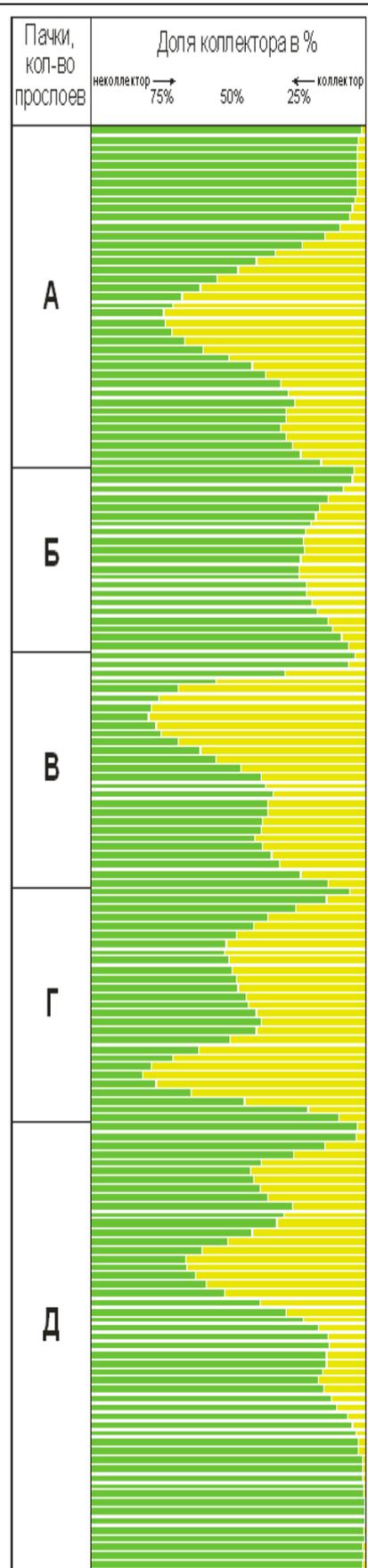
Рисунок 1.2 – Тектоническая схема Мангышлака

1.3 Нефтегазоносность

13 горизонт

В пределах горизонта, толщина которого изменяется от 40 до 56 м прослеживается 12 песчано-алевролитовых пластов, объединенных по принятой схеме расчленения продуктивного разреза в 5 пачек А, Б, В, Г и Д, к последней из которых отнесен и пласт-коллектор, появляющийся на отдельных участках структуры в разделе между 13 и 14 горизонтами. В пачке А выделяются два пласта a_1 и a_2 , имеющие распространения на большей части структуры. Пачка Б достаточно уверенно отделяется от вышележащей пачки А глинистым разделом. В пределах этой пачки выделяется два пласта b_1 и b_2 . От нижележащей пачки В описываемая пачка достаточно уверенно отделяется глинистым пережимом, о чем свидетельствует полное отсутствие слияния этих пачек в ряде блоков.

В пачке В прослеживается три пласта-коллектора v_1 , v_2 и v_3 , первый из которых имеет более обширное развитие. Пачка Г, сливается с вышележащей пачкой В только на небольших участках, ограниченных единичными скважинами, что свидетельствует о гидродинамической разобщенности пачек В и Г. В разрезе пачки довольно четко выделяется два пласта-коллектора g_1 и g_2 , имеющие обширное распространение по всей площади структуры. Полное отсутствие слияния пачек Г и Д в ряде блоков свидетельствует о достаточной надежности глинистого пережима, разобщающего эти пачки. В пачке выделяются два пласта, первый из которых d_1 на большей части структуры отмечается только в отдельных скважинах, пласт d_2 присутствует по всей площади структуры, и зоны его замещения ограничены небольшими по площади участками. Кроме описанных двух пластов к пачке Д условно отнесен пласт d_3 , выделенный на отдельных участках в глинистом разделе между 13 и 14 горизонтами.



14 горизонт

Горизонт отделяется от вышележащего 13 горизонта хорошо выдержанным по толщине и площади глинистым разделом. Толщина горизонта изменяется от 60 м на востоке до 80 м на западе структуры. Однако уменьшение толщин с запада на восток не отражается на строении горизонта в целом, в пределах которого в результате детальной пластовой корреляции выделено 15 песчано-алевролитовых пластов объединенных в три пачки А, Б и В. В пачке А выделяются четыре пласта a_1 , a_2 , a_3 и a_4 , каждый из которых имеет сложный характер распространения по площади, но выдержан по толщине. Пласты a_1 и a_2 распространены более чем на половине площади структуры, имеют сложное строение и часто замещаются глинистыми разностями. Пласт a_3 является наиболее неоднородным, что проявляется в значительной прерывистости коллектора. Пласт a_4 , относительно однороден, представлен коллекторами и только на отдельных участках замещен глинами. Пачки А и Б разделены глинистой перемычкой, четко прослеживающейся по всему месторождению. В пачке Б довольно уверенно прослеживается 7 пластов-коллекторов, при этом если два верхних (b_1 и b_2) отличаются большей неоднородностью, то остальные пять (b_3 - b_7) характеризуются единичными линзами глин на фоне сплошного развития коллекторов по площади. Пачка В, отделенная от пачки Б хорошо выдержанным по площади и толщине глинистым пережимом, состоит из четырех пластов v_1 , v_2 , v_3 и v_4 . Первые три пласта распространены практически по всей площади месторождения, поэтому зоны глинизации имеют вид линз ограниченных районами единичных скважин. Пласт v_4 имеет максимальное распространение в западной части. На остальной части структуры пласт замещен глинами.



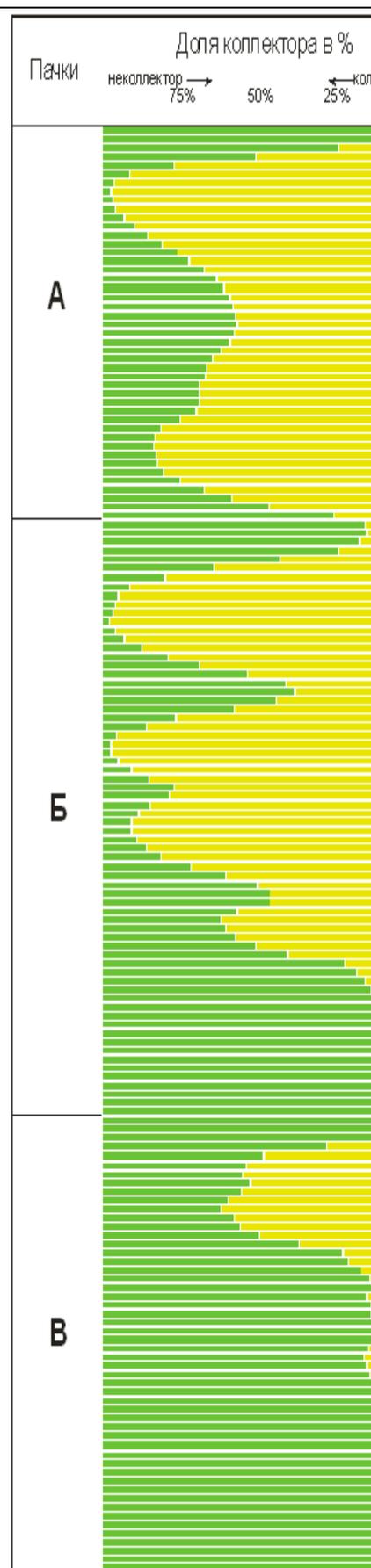
15 горизонт

Толщина 15 горизонта в целом выдержана по площади и среднее значение ее равно 45 м. От 14 продуктивного горизонта он отделен хорошо прослеживаемым по площади глинистым разделом толщиной порядка 10 м. В пределах горизонта выделяется 8 пластов, объединенных в три пачки А, Б и В.

В пачке А выделяются два пласта a_1 и a_2 , имеющие различное распространение по площади. Пласт a_1 распространяется на половине площади месторождения. Пласт a_2 имеет более обширное развитие и охватывает большую часть площади структуры. Замещение пласта непроницаемыми разностями происходит на отдельных участках.

Пачка Б достаточно уверенно отделяется от вышележащей пачки глинистым разделом, и их слияние происходит лишь на отдельных участках. В пределах пачки выделяется четыре пласта-коллектора b_1 , b_2 , b_3 и b_4 , которые довольно равномерно развиты по всей площади.

Пачка В уверенно отделяется от пачки Б глинистым пережимом толщиной порядка 6 м. Слияние двух пачек по площади отмечается в единичных скважинах. Пачка В состоит из двух пластов v_1 и v_2 , которые присутствуют в большинстве вскрывших их скважин и хорошо выдержанны по толщине.



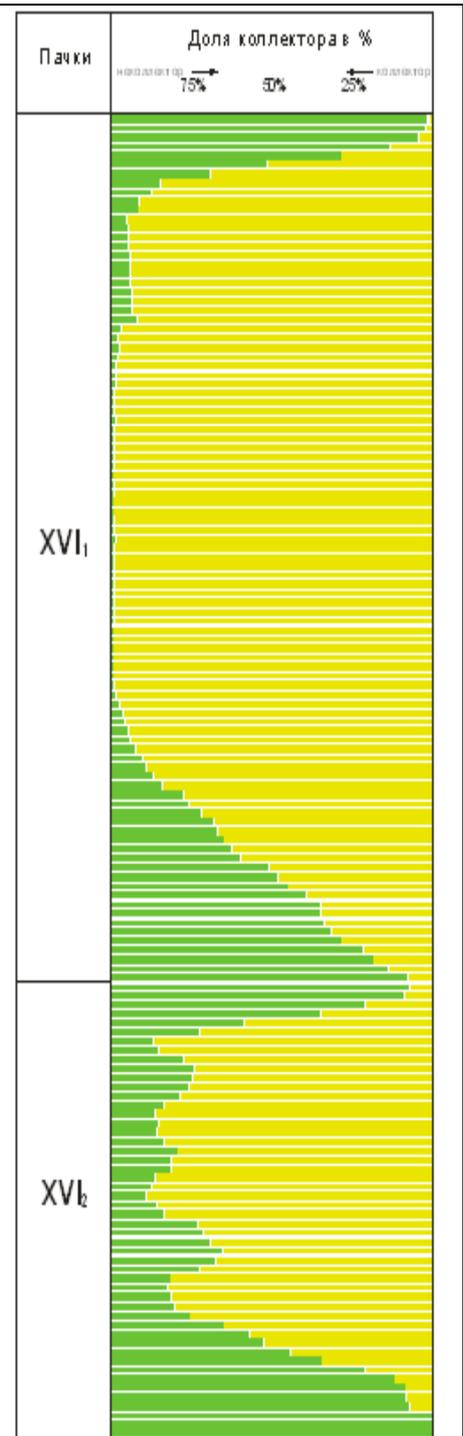
16₁ горизонт

Горизонт отделяется от 15 горизонта выдержанной по площади пачкой глин толщиной 4-15 м. Слияние 15 и 16₁ горизонтов происходит только в единичных скважинах, где глинистый раздел замещен песчанистыми разностями. 16₁ горизонт представлен одним пластом, который на крыльях и периклинальных частях структуры разделяется за счет появления в разрезе непроницаемых разностей, на два пласта. Общая толщина горизонта составляет порядка 20 м. Характерны для пласта-коллектора 16₁ горизонта является его повсеместное распространение. Участки отсутствия коллектора весьма малочисленны по площади.

16₂ горизонт

16₂ горизонт отделяется от 16₁ хорошо прослеживаемой пачкой глин толщиной 2-14 м, которая в единичных скважинах замещается коллекторами. Толщина горизонта составляет в среднем 15 м.

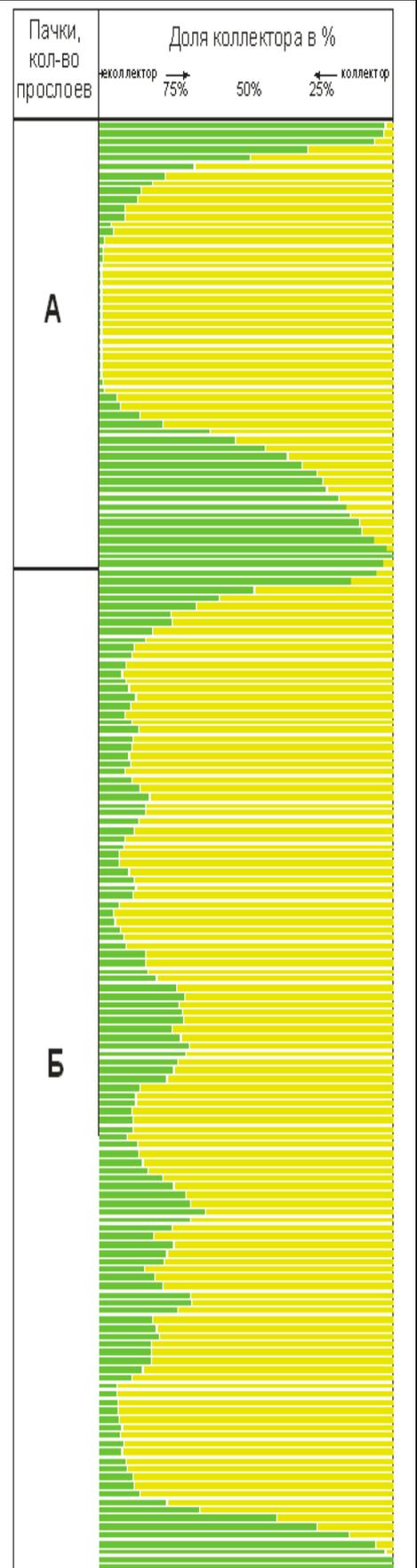
В разрезе 16₂ горизонта выделяется три пласта а, б и в. Пласт а развит участками, а в отдельных блоках на долю коллектора приходится менее 30% площади. Слияние пластов а и б, в основном приурочено к району Центрального блока структуры. Пласт б распространен почти по всей площади месторождения.



17 горизонт

Горизонт отделяется от 16₂ горизонта глинистым разделом толщиной 3-7 м и включает две пачки А и Б. Толщина горизонта в пределах залежей по куполам изменяется от 45 до 50 м. Пачка А состоит из одного пласта, который является наиболее литологически выдержанным пластом в горизонте и развитым по площади залежей на всех куполах. Слияние его с пластами пачки Б отмечается в единичных скважинах и ограничено небольшими участками.

Пласты пачки Б (б₁, б₂, б₃, б₄, б₅) распространены повсеместно и сливаются друг с другом на значительной площади, составляя единый резервуар. Зоны отсутствия коллекторов в этих пластах выражены замещением глинисто-алевролитовыми непроницаемыми разностями только в единичных скважинах в виде мелких линз неравномерно распространенных по всей площади месторождения.



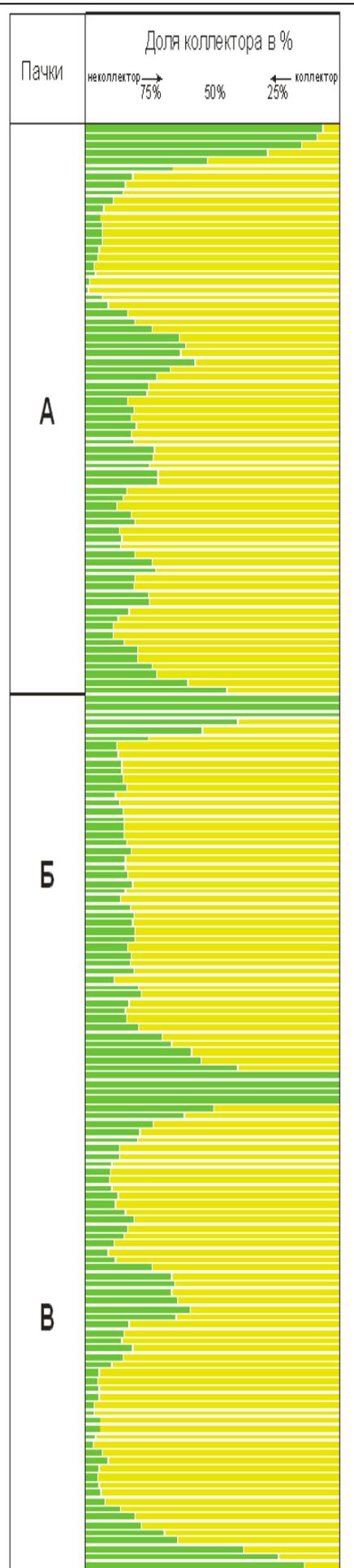
18 горизонт

Горизонт отделяется четким глинистым пережимом небольшой толщины от вышележащего 17 горизонта. Слияние 17 и 18 горизонтов происходит только в единичных скважинах, где глинистый раздел замещен песчанистыми разностями. В разрезе 18 горизонта, толщина которого порядка 40 м, прослеживается 7 песчано-алевролитовых пластов, объединенных в 3 пачки А, Б и В.

В пачке А выделяется три пласта a_1 , a_2 и a_3 , которые характеризуются сплошным распространением по всей структуре, замещаясь непроницаемыми разностями только на небольших участках в единичных скважинах. Пласты сливаются между собой на большей части структуры.

Пачка Б достаточно уверенно отделяется от вышележащей пачки А глинистым разделом, сливаясь с ней лишь в разрезах единичных скважин. В пределах пачки выделяется два пласта-коллектора b_1 и b_2 , которые распространены по всей площади структуры и замещаются непроницаемыми разностями только на небольших обособленных участках. Зоны слияния пластов довольно значительные и приурочены в основном к сводовой части структуры.

Пачка В с верхней пачкой Б практически не сливается, за исключением единичных скважин, что свидетельствует о их гидродинамической разобщенности. В пределах пачки В прослеживаются два пласта v_1 и v_2 , которые имеют повсеместное равномерное распространение.



1.4 Характеристика фонда скважин

На месторождение Узень (13-18 горизонты) выделено 6 основных эксплуатационных объектов

- I – нефтяная залежь горизонта 13;
- II – нефтяная залежь горизонта 14;
- III – нефтяная залежь горизонта 15;
- IV – нефтяная залежь горизонта 16;
- V – газонефтяная залежь горизонта 17;
- VI – нефтяная залежь горизонта 18.

С начала разработки на месторождении по верхним этажам нефтеносности (13-18 горизонты) пробурено 7700 скважин, из них 5019 – добывающих (в том числе 1471 ликвидированных) и 2681 – нагнетательных (в том числе 1538 ликвидированных).

Наибольшее количество пробуренных скважин (75% всего фонда) приходится на 13 и 14 горизонты (рисунок 1.4.1).

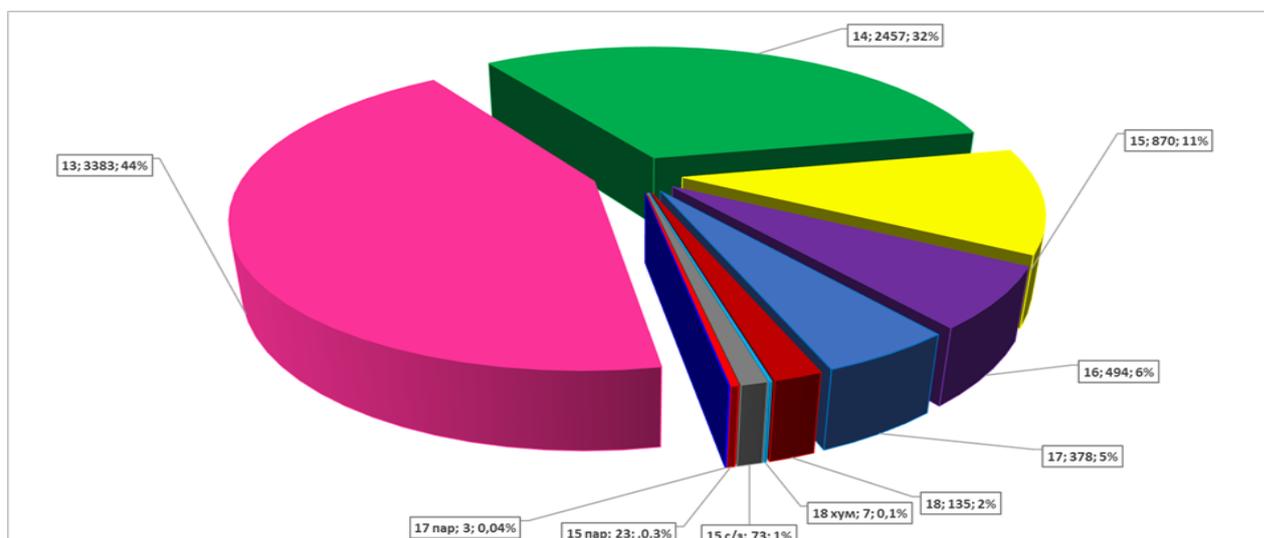


Рисунок 1.4.1 – Распределение пробуренного фонда скважин по объектам разработки

Эксплуатационный добывающий фонд в целом по 13-18 горизонтам насчитывает 3348 скважин, из них действующих – 3054 ед., бездействующих – 289 ед. Эксплуатационный нагнетательный фонд включает 1113 скважины, из них 900 действующих и 213 бездействующих.

Также имеются добывающие скважины более 9 ед., эксплуатирующие совместно два горизонта. Число скважин, совместно эксплуатирующих несколько горизонтов, за последние годы уменьшается. За период реализации проекта этот показатель сократился от 51 скважины в 2007 г. до 9 скважин на дату анализа. Нагнетательные скважины, совместно эксплуатирующие несколько горизонтов, на сегодняшний день на месторождении отсутствуют.

За время разработки месторождения по верхним горизонтам физически ликвидированы 3009 скважины, в том числе из добывающего фонда 1471 ед.,

из нагнетательного 1538 ед. Основная причина ликвидации скважин: авария с подземным.

Также, на месторождении Узень (13-18 горизонты) бездействующий фонд составляет 289 добывающих и 213 нагнетательных скважин. Основными причинами ухода в бездействие добывающего и нагнетательного фондов являются нарушение эксплуатационной колонны и авария на забое скважин. Максимальное количество скважин, находящихся в бездействующем фонде отмечается на 13 (61%) и 14 горизонтах (24%).

2 Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов

2.1 Освещенность продуктивной толщи керном

Изученность 13-18 горизонтов керном приведена в таблице 2.1, из которой видно, что наибольшее количество образцов керна приходится на 14 горизонт, а минимальное – на 18 горизонте. Также хотелось бы отметить, что были проведены в скважинах специальные исследования. Обширный комплекс проведенных стандартных и специальных исследований на керне по определению минералогической плотности, открытой пористости, проницаемости, гранулометрического состава и карбонатности пород-коллекторов месторождения Узень 13-18 горизонтов представлены ниже в таблице 2.1.

Таблица 0.1- Освещенность керном и объем лабораторных исследований

Гор	Кол-во обр. керна	Количество определений										
		в породы	Кп	Кпр	Насыщенность		Гран. состав	Ккарб	Спец.исследования			
					нефтью	водой			УЭС	стац. реж	нестац. реж	Капил/я
13	1417	465	1361	1150	665	675	512	611	29	4	3	28
14	2814	1226	2716	1802	1659	1677	1077	1373	22	18	8	35
15	1008	472	967	751	545	551	399	481	6	5	3	6
16	1213	447	1167	926	595	593	390	539	11	6	1	7
17	1155	667	1113	1016	383	386	447	512	19	11	2	22
18	735	495	712	658	127	127	277	285	13	3	-	

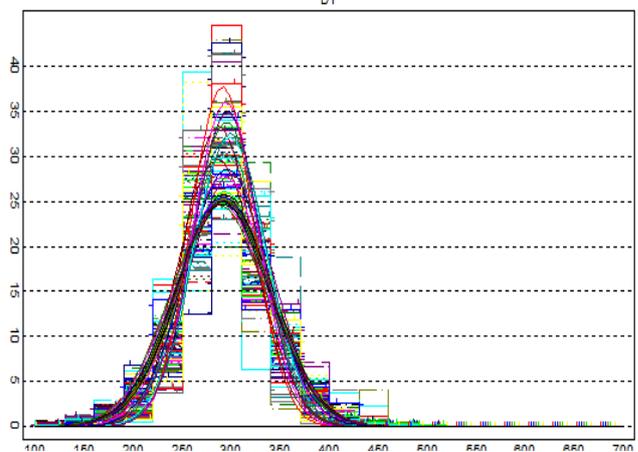
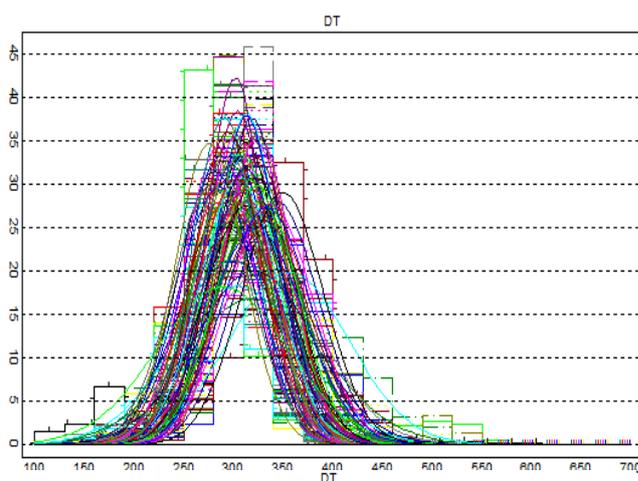
2.2 Комплекс ГИС и анализ качество исследований

В интервале продуктивных отложений помимо стандартного комплекса проводился детальный комплекс ГИС, который включал следующие виды каротажа: метод собственной поляризации; боковой каротаж; боковой микрокаротаж; микрозондирование; микрокавернометрию; радиоактивный каротаж, плотностной и акустический каротаж. Однако, в скважинах, пробурённых до 2006г. геофизические исследования выполнены не в полном объеме.

Анализировались данные более 7000 скважин по месторождению Узень. Первый этап подразумевал анализ данных на наличие плотностного и акустического каротажа в комплексе. Было отобрано порядка 1100 скважин с наиболее полным комплексом ГИС, включая акустический и плотностной каротаж. Далее перешли к следующему этапу фильтрации скважин, с

позиции забоя и местоположения. Местоположение скважин подразумевало равномерный разброс по участку работ, с некоторой сеткой, в целях увязки структурного каркаса. На стадии глубинной миграции было подключено в работу 66 скважин (в том числе и разведочные скважины, обладающие обширной вертикальной глубиной записи каротажа, но при этом ограниченным комплексом ГИС).

Следующим этапом была оценка значений акустического и плотностного каротажа. Ниже на рисунках 2.2.1-2.2.2 приводятся распределения исходных и нормированных значений акустического и плотностного по выбранным скважинам.



А)

Б)

Рисунок 2.2.1 - Гистограмма распределения исходных значений акустического каротажа (А) и нормированных значений акустического каротажа (Б)

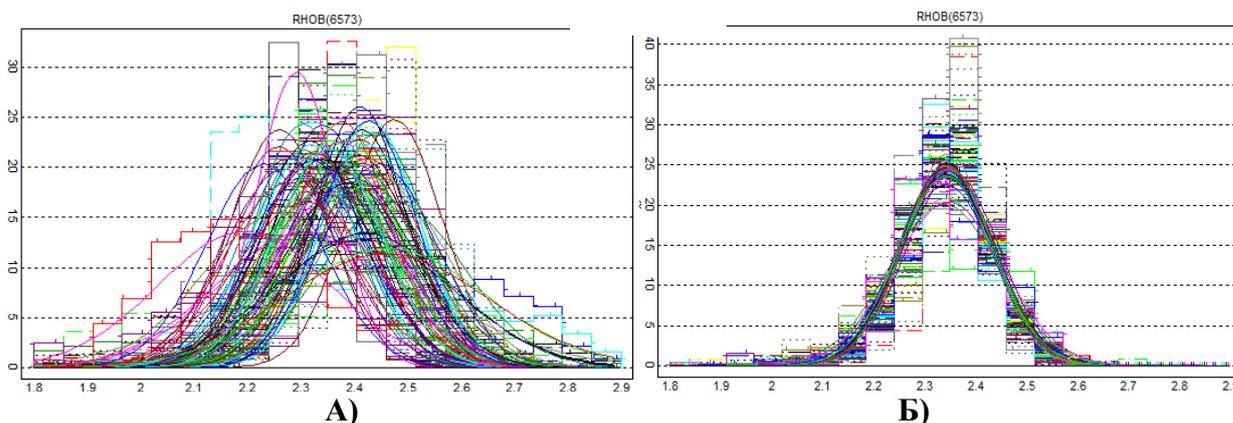


Рисунок 2.2.2 - Гистограмма распределения исходных значений плотностного каротажа (А) и нормированных значений плотностного каротажа (Б)

2.3 Обоснование петрофизических параметров для методики интерпретации ГИС

Для определения граничных значений фильтрационно-емкостных свойств проанализированы результаты специальных исследований ядра по определению остаточной водо и нефтенасыщенности. Граничное значение коэффициента пористости определено, исходя из сопоставления открытой и динамической пористости (рис. 2.3.1). Динамическая пористость получена как разность между открытой пористостью и остаточной водо- и нефтенасыщенностью:

$$K_{п-дин} = K_{п} \times (1 - K_{во} - K_{но}) \quad (1)$$

$$K_{п-эфф} = K_{п} \times (1 - K_{во}) \quad (2)$$

Динамическая пористость характеризует емкостные и фильтрационные свойства, так как учитывается остаточная водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность. При динамической пористости 0% остаточная водо и нефтенасыщенность занимает все поровое пространство и порода является неколлектором. При динамической пористости более 0 %, помимо остаточной водо и нефтенасыщенности присутствует подвижная нефть и/или вода, соответственно порода имеет коллекторские свойства. Остаточная водо- и нефтенасыщенность определена по результатам 47-ти специальных исследований в стационарных режимах выполненных в пластовых условиях.

Как видно на рисунке 2.3.1 при динамической пористости 0%, открытая пористость составляет 14,0 %

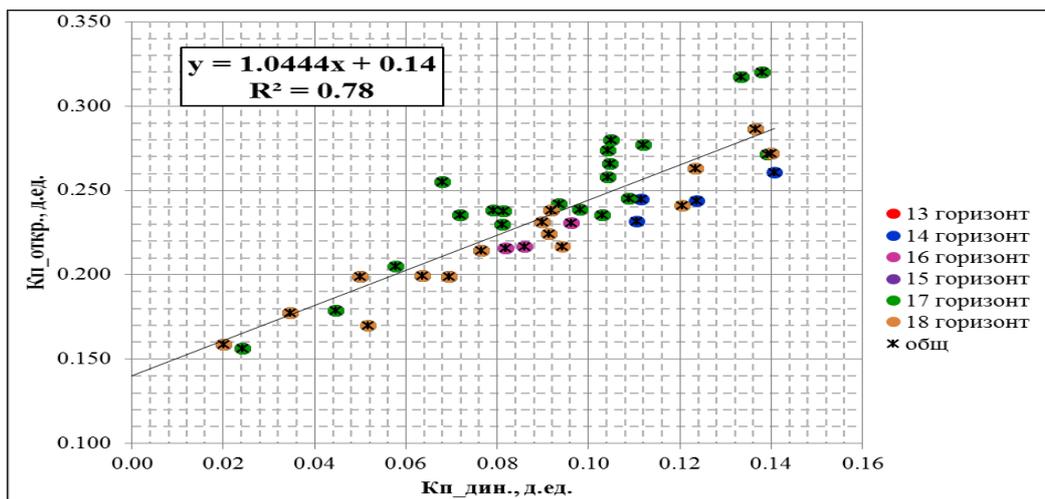


Рисунок 2.3.1 - Зависимость «динамическая пористость – открытая пористость в пластовых условиях»

Для оценки нижнего предела проницаемости построена связь «проницаемость- динамическая пористость», представленная на рис. 2.3.2

Как видно из рис. 2.3.2 при динамической пористости 14%, абсолютная проницаемость составляет $1,4 \times 10^{-3}$ мкм². Данная величину принимаем в качестве граничного значения проницаемости для 13-18 горизонтов.

Таким образом, при выделении коллекторов по материалам ГИС рекомендуется использовать в качестве нижних пределов пористости и проницаемости для 13-18 горизонтов следующие величины:

- коэффициент открытой пористости - 14%;
- коэффициент горизонтальной проницаемости – $1,4 \times 10^{-3}$ мкм².

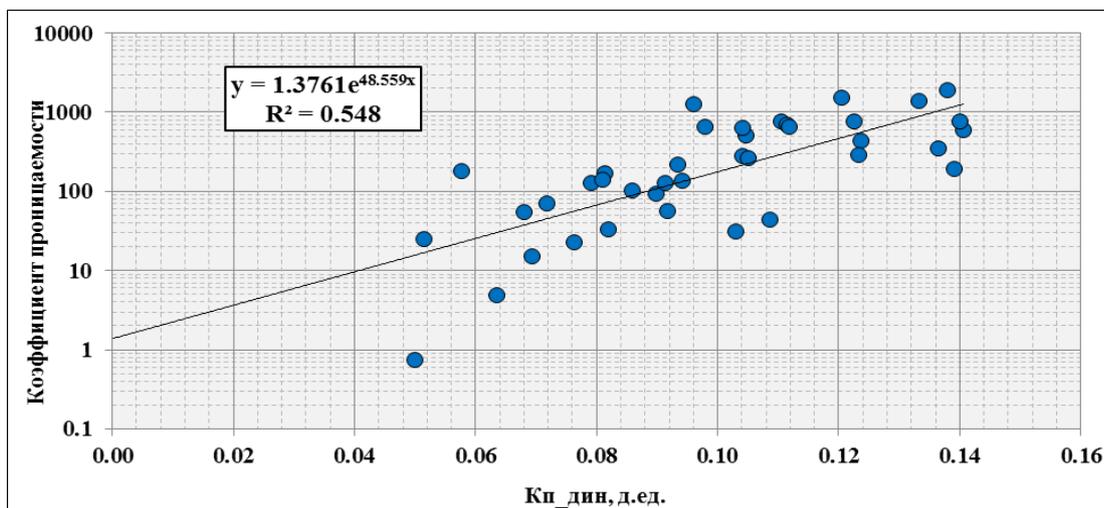


Рисунок 2.3.2 - Зависимость «коэффициент проницаемости- динамическая пористость»

По данным капилляриметрии получено граничное значение остаточной водонасыщенности для 13-18 горизонтов (рисунок 2.3.3):

$$K_{во} = 46,062 * K_{пр}^{-0,152} \quad \text{для 13-18} \quad (3)$$

$$K_{во} = 1403,7 * K_{п}^{1,292} \quad \text{для } 13-18 \quad (4)$$

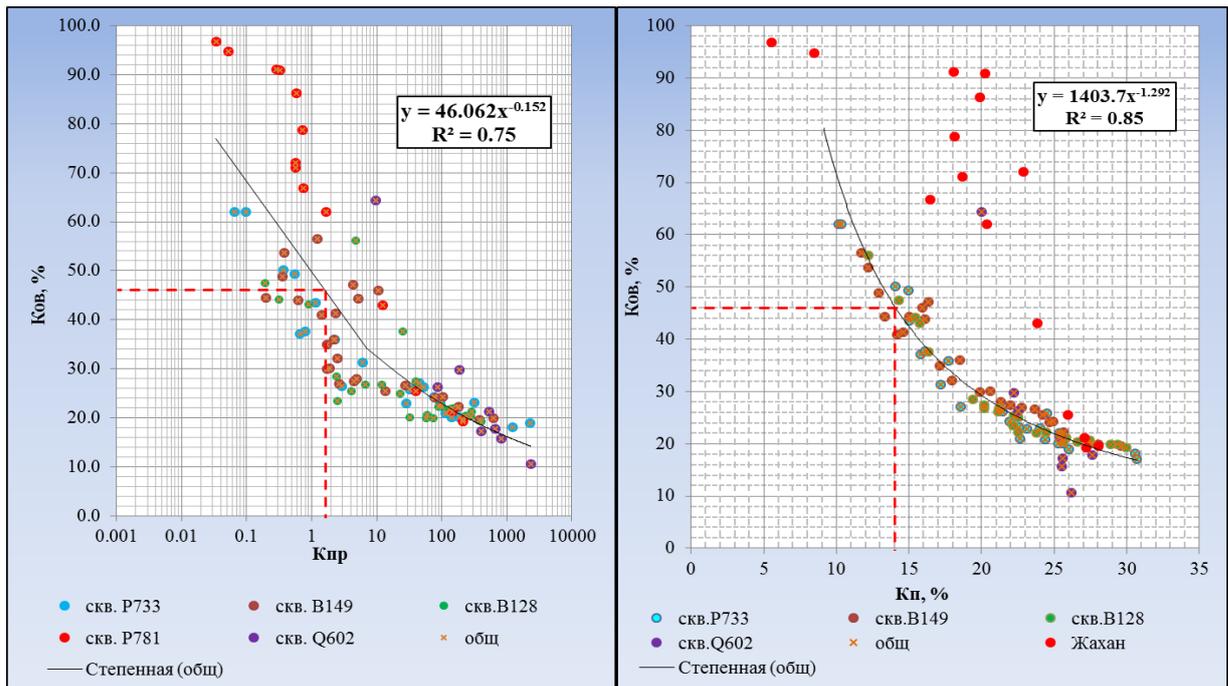


Рисунок 2.3.3 - Зависимость «коэффициент остаточной водонасыщенности от коэффициента проницаемости и пористости

2.4 Методика интерпретации

Оценка глинистости

Расчет глинистости был произведен путем нахождения двойного разностного параметра (по методу ГК) и применением не линейной зависимости Ларионова (для древних пород).

$$\text{Двойной разностный параметр: } dГК = (ГК - GK_{\text{мин}}) / (ГК_{\text{мах}} - GK_{\text{мин}}) \quad (5)$$

Связь двойного разностного параметра с объёмной глинистостью построена по результатам сопоставления $\Delta\gamma$ с $K_{гп}$ в интервалах, освещённых керном с учетом оценочных скважин пробуренных после 2006 года. Связь, приведённая на рисунке 2.4.1, характеризуется высоким коэффициентом корреляции 0,91 и описывается выражением:

$$K_{гп} = 0.0157 * 2.71^{(4.0229 * dГК)} \quad (6)$$

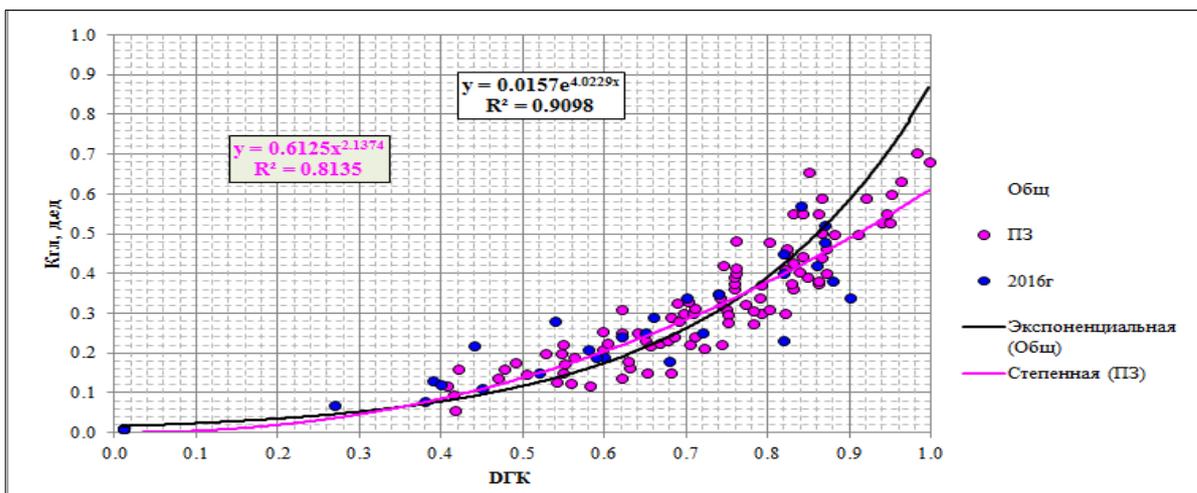


Рисунок 2.4.1 - Связь объёмной глинистости с параметром ГК

При определении глинистости по ПС первоначальный этап интерпретации диаграмм ПС начинался с проведения линии глин. Линия глин проводилась по оксфордским глинам и глинам, разделяющим продуктивные горизонты. Особенностью продуктивного разреза месторождения Узень является непостоянство линии глин. Такое поведение кривой ПС «объясняется некоторым различием их минеральных составов, дисперсности глинистого материала и соответственно различием диффузионно-адсорбционных свойств».

Для обеспечения сопоставимости диаграмм ПС по разным скважинам использовалась относительная амплитуда потенциалов собственной поляризации, позволяющая исключить влияние соотношения концентраций ПЖ и пластовых вод:

$$\alpha_{nc} = \frac{\Delta U_{nc}}{\Delta U_{max}}, \quad (7)$$

где ΔU_{nc} , ΔU_{max} - амплитуда ПС против интерпретируемого пласта и против опорного пласта (максимальная амплитуда).

Максимальной амплитудой по разрезу на месторождении характеризуются пласты-коллекторы 17 горизонта. Значения U_{nc} для пластов 17 горизонта близки к статическому значению E_{nc} . В случае, когда горизонт не вскрыт или заглинизирован, используется способ определения расчетной ΔU_{max} , в основу которого положена установленная для месторождения закономерность увеличения амплитуды ПС с глубиной, обусловленная увеличением минерализации пластовых вод и температуры.

Максимальное значение амплитуды ПС рассчитывается путём трансформации $\Delta U_{сп}$ в кровле 12 горизонта (валанжинский ярус) на глубину подошвы 17 горизонта.

Для оценки глинистости по ПС было использовано уравнение с подсчета запасов 2006 года.

$$K_{gl} = -0,7613\alpha_{nc}^3 + 2,1765\alpha_{nc}^2 - 2,1254\alpha_{nc} + 0,8236, \quad (8)$$

полученное при сопоставлении объемной глинистости $K_{зл}$, определённой по керну, и значениям $\alpha_{пс}$ в интервале отбора керна (рисунок 2.4.2). Связь характеризуется коэффициентом корреляции равным 0,85.

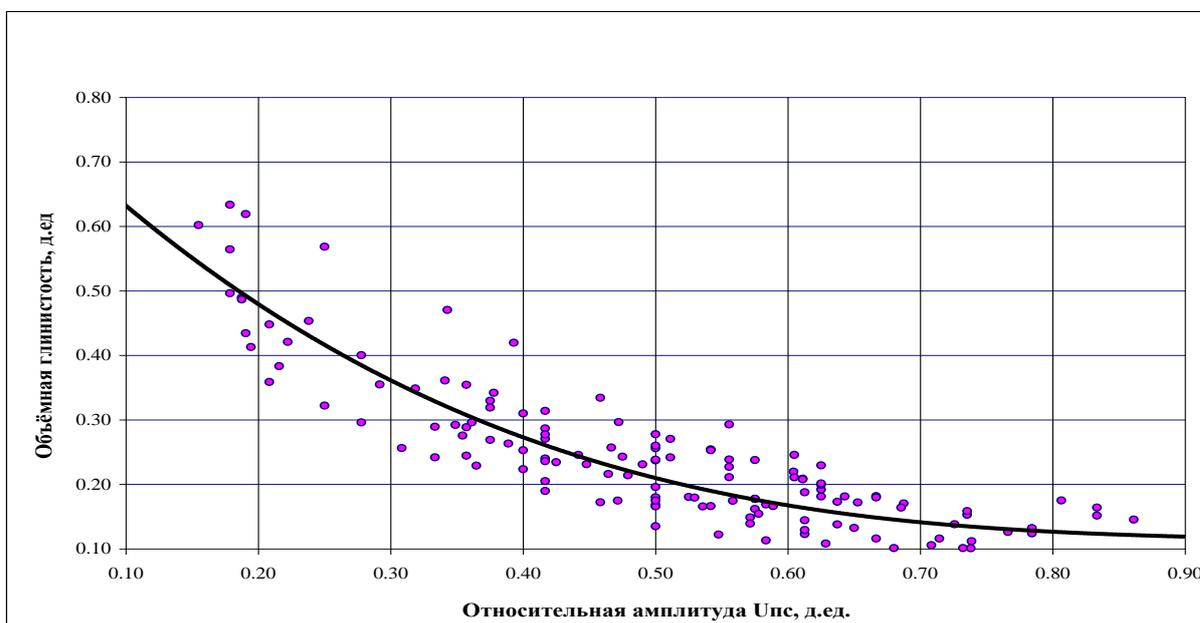


Рисунок 2.4.2 - Связь объёмной глинистости с параметром ПС

Определенная по ГИС объемная глинистость для коллекторов находится в диапазоне 0,10-0,42. Наиболее высокие значения $K_{зл}$ наблюдаются в 13 горизонте. Расчетная глинистость близка к кернавым определениям.

При определении глинистости пород продуктивной толщи месторождения Узень необходимо учитывать, что в пластах-коллекторах кривые ГК участками искажены влиянием полимиктовости. Для кривой СП в продуктивной толще месторождения имеют место смещения, изменения амплитуды кривых СП относительно линии глин, обусловленные процессами фильтрации нагнетаемых вод. К искажающим факторам, снижающим достоверность определения глинистости по методу СП можно отнести: наличие фильтрационной составляющей пристволенной зоне, глубокой зоны проникновения, зон кольматации и глинизации стенок скважины, использование в промывочной жидкости различных реагентов. Распределение полимиктовых и глинистых составляющих, а также процессов опреснения пластовых флюидов в разной степени отражаются на кривых СП и ГК. Достоверность определения глинистости зависит от качества нормирования кривой СП по линии глин.

Как отмечено в продуктивной части разреза глинистость значительно увеличивается от 17-18 горизонтов к 13-14. При этом, в коллекторах, из-за их полимиктовости и искажения кривых СП процессами разработки, в верхних горизонтах разреза при интерпретации могут быть сильно завышены величины глинистости, рассчитываемые по кривым СП и ГК, и, как результат, не исключена вероятность пропуска пластов-коллекторов. В таких

случаях, для достоверного выделения в разрезе коллекторов, при интерпретации необходимо ориентироваться на признаки коллекторов по данным методов кавернометрии, микрозондирования, БК, МБК, привлекать результаты выделения коллекторов по ГИС близкорасположенных скважин.

Оценка пористости

Для расчета открытой пористости по ГИС использовались данные акустического (АК), гамма-гамма плотностного (ГГКп) и нейтронного (ННК) каротажей.

Определение пористости по плотностному каротажу, рассчитывалось по зависимости :

$$K_{пГГК-П} = (\delta_{ск} - ГГК-П) / (\delta_{ск} - \delta_{ж}), \quad (9)$$

где плотность жидкости $\delta_{ж}$ принята равной 1.0 г/см³, а минералогическая плотность породы $\delta_{ск}$ определена по керну с учетом литологии и составляет 2.67 г/см³. На рисунке 2.4.3 приведен график определения плотности скелета по данным анализа керна.

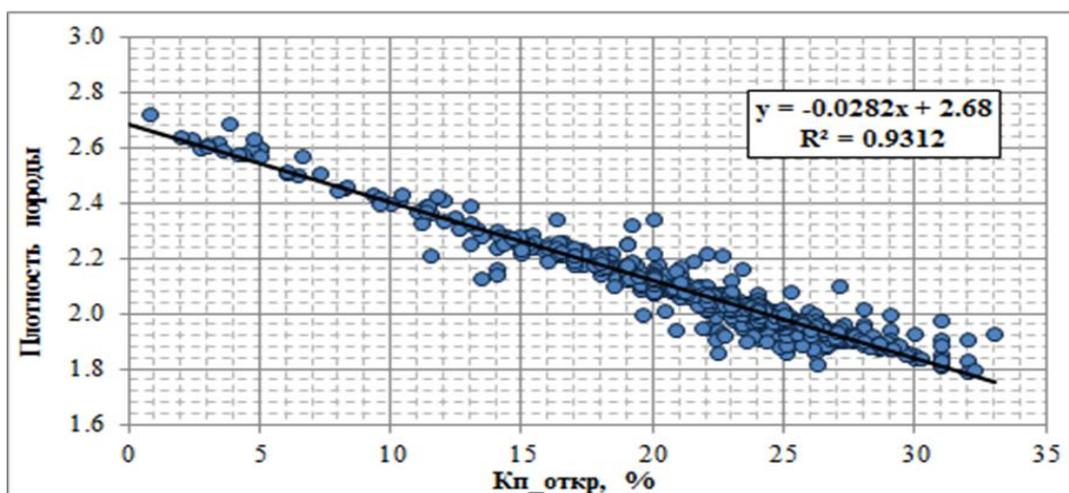


Рисунок 2.4.3 - Определение плотности породы по данным исследований керна

Определение пористости по акустическому каротажу

Для расчета пористости по кривой АК использовались и уравнение Ханта-Раймера-Гарднера, наиболее приемлемое для слабосцементированных пород:

$$K_{п} = 0.65 * ((\Delta T - \Delta T_{ск}) / \Delta T) - K_{гл} * 0.65 * ((T_{гл} - \Delta T_{ск}) / T_{гл}) \quad (10)$$

где $K_{п}$ общая пористость рассчитывалась по формуле:

$$K_{п} = 0.65 * (\Delta T - \Delta T_{ск}) / \Delta T \quad (11)$$

ΔT , мкс/м – текущее значение интервального времени пробега продольной волны;

$\Delta T_{ск} = 176$ мкс/м - значение интервального времени пробега продольной волны в скелете породы, по данным анализа керна скважины Q602 определено время пробега в скелете породы ($\Delta T_{ск}$), и равно 176 мкс/м.

На рисунке 2.4.4 приведен график определения $\Delta T_{ск}$ по данным анализа керна;

c – коэффициент упругости, в зависимости от консолидации пород изменяется в диапазоне 0,65 – 0,8 (справочник по интерпретации западных приборов);

$T_{гл}$ мкс/м – интервальное время пробега в глинистых перемычках 13-16 горизонтов ($\Delta T_{гл} = 345 \pm 15$ мкс/м);

$K_{гл}$ – объемная глинистость.

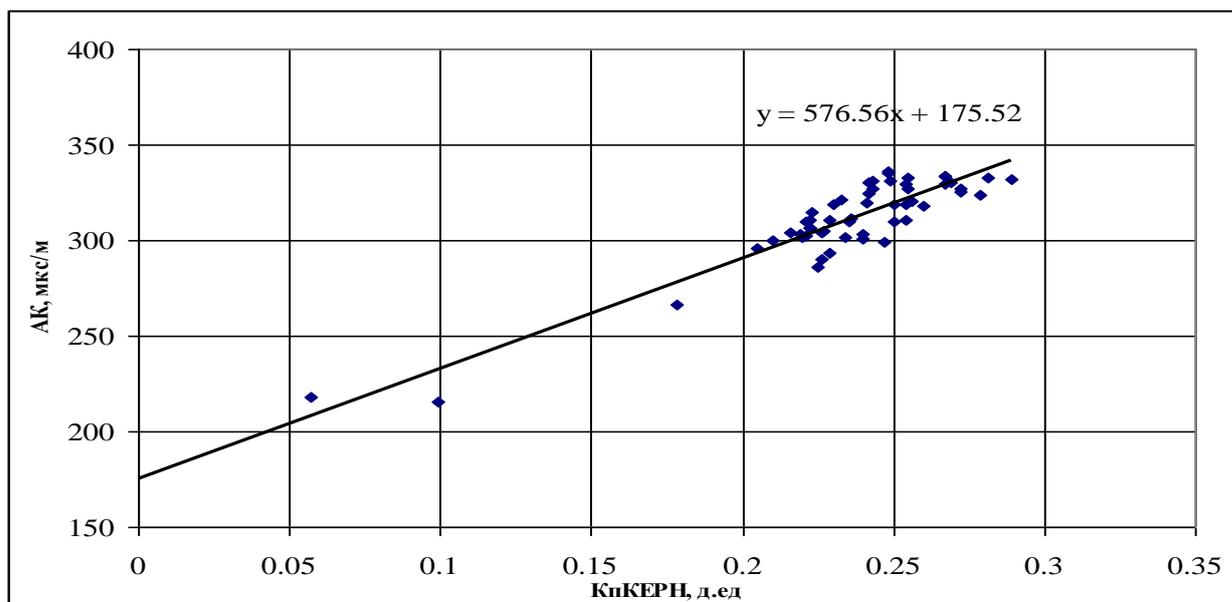


Рисунок 2.4.4 - Определение значения $\Delta T_{ск}$ по скважине Q602.

Определение пористости по нейтронному каротажу

Нейтронный каротаж в зависимости от метода пористость рассчитывалась согласно приборам СРК (методики для расчета пористости).

Оценка коэффициента пористости, в подавляющем большинстве скважин, выполнена по нейтронному каротажу с учетом глинистости.

Использована связь водородосодержания (W) с двойным разностным параметром метода НГК – $\Delta \ln \gamma$.

Определение $\Delta \ln \gamma$ выполнялось по формуле:

$$\Delta \ln \gamma = (\ln \gamma_{nl} - \ln \gamma_{min}) / (\ln \gamma_{max} - \ln \gamma_{min}) \quad (12)$$

где $\ln \gamma_{nl}$, $\ln \gamma_{max}$, $\ln \gamma_{min}$ - интенсивности вторичного гамма-излучения против интерпретируемого пласта и опорных пластов – неглинистого валанжинского песчаника (12 горизонт) и глубокой каверны в оксфордских глинах.

Связь W с величиной двойного разностного параметра описана уравнением:

$$W = 10^{(\Delta \ln \gamma + 0.78) / (-3.135)} \quad (13)$$

при условии, что водородосодержание песчаника 12 горизонта (первый опорный пласт) равно 0.27 д. ед.; водородосодержание размытой глины в оксфорде (второй опорный пласт) – 0.56 д. ед.

Коэффициент пористости коллекторов определялся как разность между общим водородосодержанием и водородосодержанием глин:

$$K_n = W - K_{gl} * W_{gl}, \quad (14)$$

где, $W_{gl} = 0.32$

Однако при обработке данных однозондового НГК в скважинах старого фонда, применялось метод нормализации кривой водородосодержания по двум опорным пластам, при условии, что водородосодержание песчаника 12 горизонта (первый опорный пласт) равно 0.27 д. ед.; водородосодержание размытой глины в оксфорде (второй опорный пласт) – от 0.38 до 0.42 д. ед.

В скважинах в которых проведена запись 2-х зондового ННК, использовалась нормированная кривая водородосодержания W (НРНІ).

Ниже на рисунке 2.4.5 приводятся примеры планшетов скважин с сопоставлением рассчитанной пористости и пористости полученной согласно анализу керна.

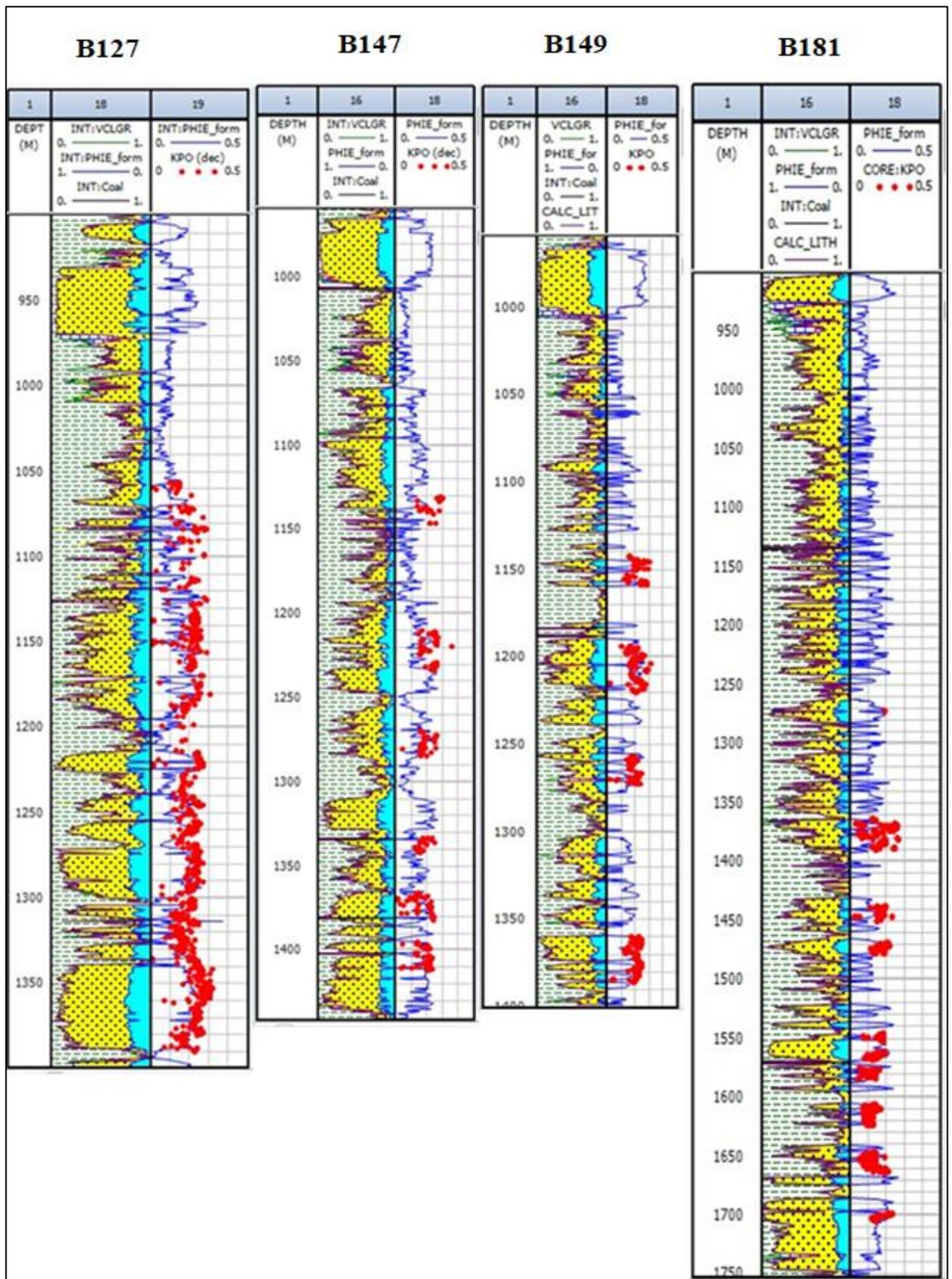


Рисунок 2.4.5 - Примеры сопоставления рассчитанной пористости и пористости полученной согласно анализу керна по некоторым скважинам месторождения Узень

Расчет УВ-насыщения

Насыщение рассчитывалось классическим методом, согласно уравнению Арчи на базе петрофизических зависимостей:

$$R_{\text{п}} = 1.0062 * K_{\text{п}}^{-1.856}; \quad (15)$$

$$R_{\text{н}} = 1.2013 * K_{\text{в}}^{-2.131}; \quad (16)$$

Относительное сопротивление $R_{\text{н}}$ рассчитывалось как отношение сопротивления интерпретируемого пласта $R_{\text{п}}$ к сопротивлению этого пласта при 100% водонасыщении $R_{\text{вп}}$:

$$R_{\text{н}} = R_{\text{п}} / R_{\text{вп}}; \quad (17)$$

Сопротивление интерпретируемого пласта $R_{\text{п}}$ определялось, преимущественно, по кривым больших зондов ВИКИЗ, но также оценивалось, исходя из каждого конкретного случая, сопротивление 100% водонасыщенного пласта рассчитывалось по зависимости:

$$R_{\text{вп}} = R_{\text{в}} * R_{\text{п}} \quad (18)$$

где $R_{\text{в}}$ – сопротивление пластовой воды, равной: $R_{\text{в}} = 0.034 - 0,027 \text{ Ом} * \text{м}$ (13-18 горизонты);

На рисунках 2.4.6-2.4.7 приводятся примеры планшетов скважин В147-В127, отражающие УВ-насыщение. Также приводятся точки керна (красные точки), которые, в целом, увязываются с результатами расчета УВ-насыщенности.

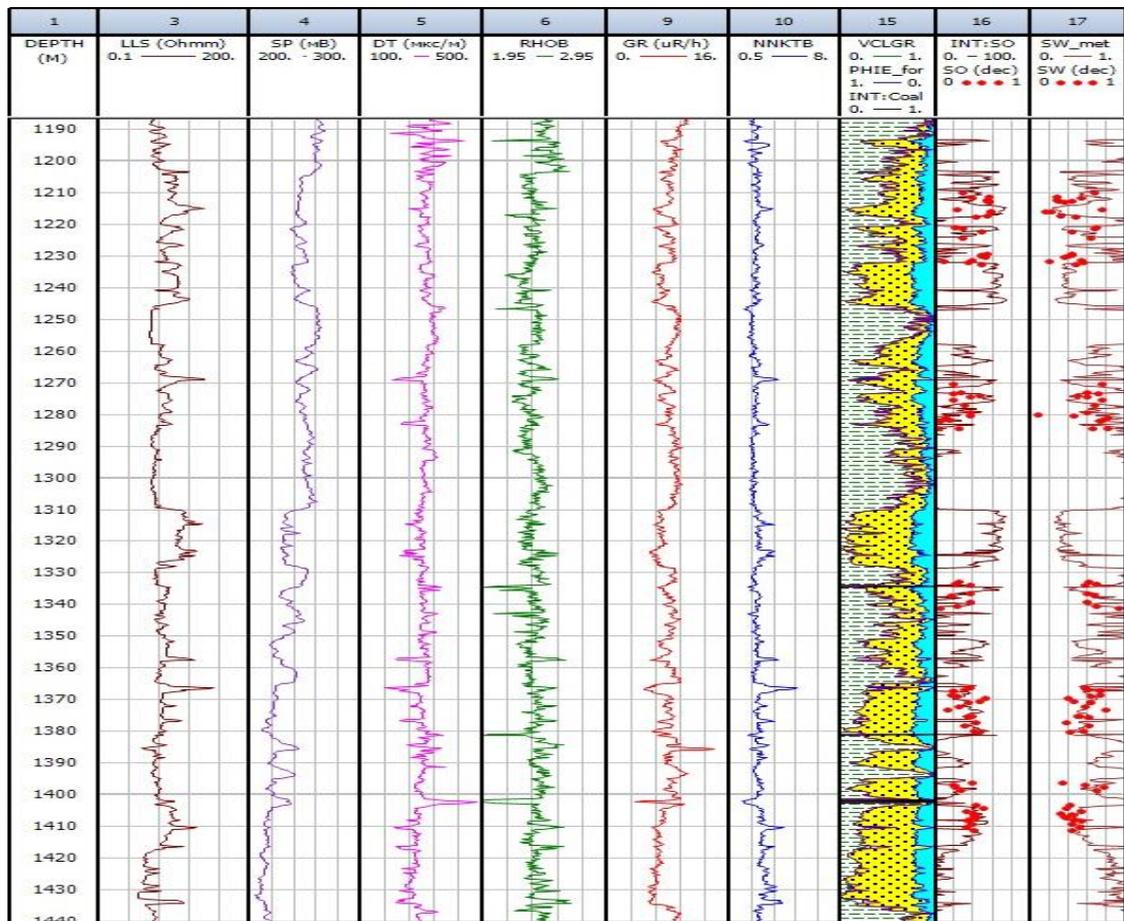


Рисунок 2.4.6 - Пример выделения УВ-насыщенных зон по скважине В147.

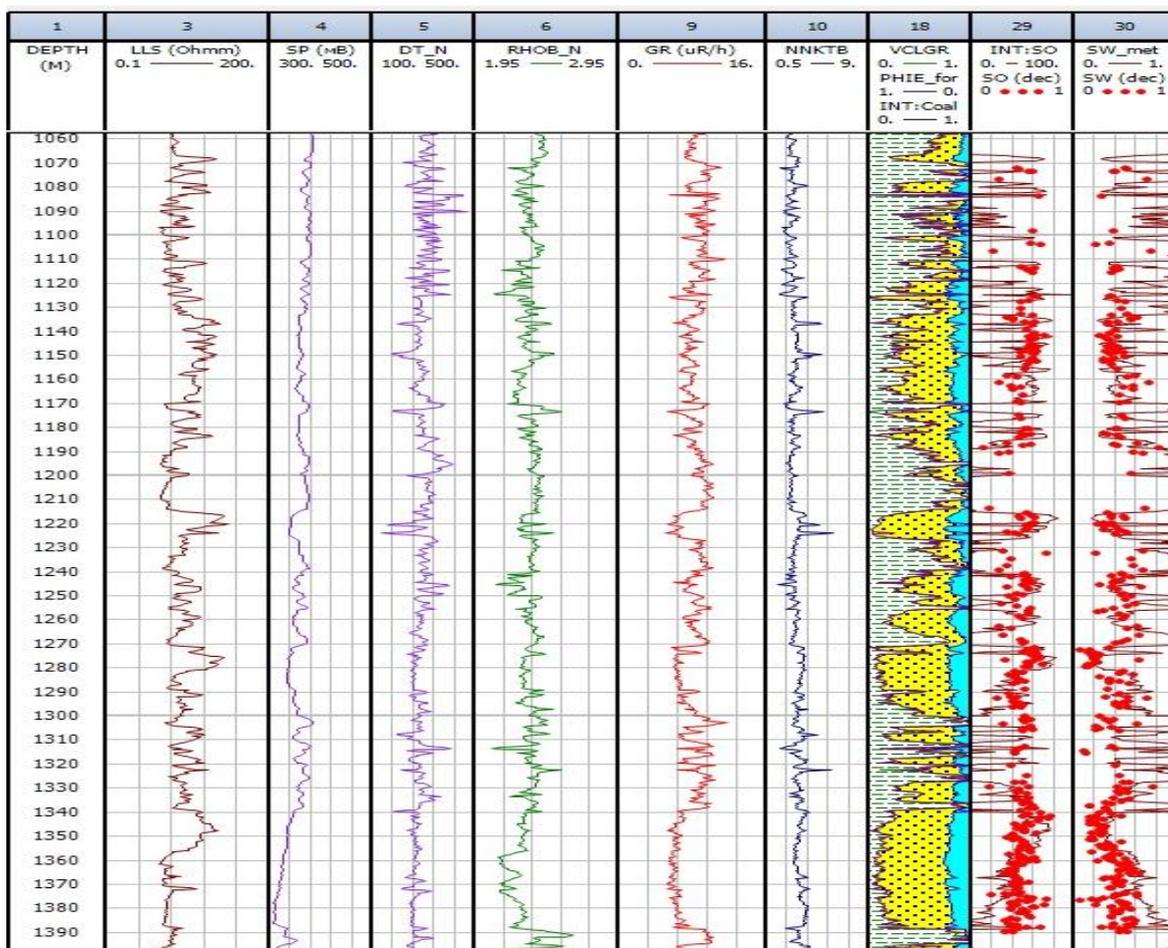


Рисунок 2.4.7 - Пример выделения УВ-насыщенных зон по скважине В127.

Оценка проницаемости

Величина проницаемости в значительной мере зависит от сечения и извилистости поровых каналов, то есть от фракционного состава и степени цементации на рисунке 2.4.8. получено уравнение по зависимости проницаемость от пористости по керну:

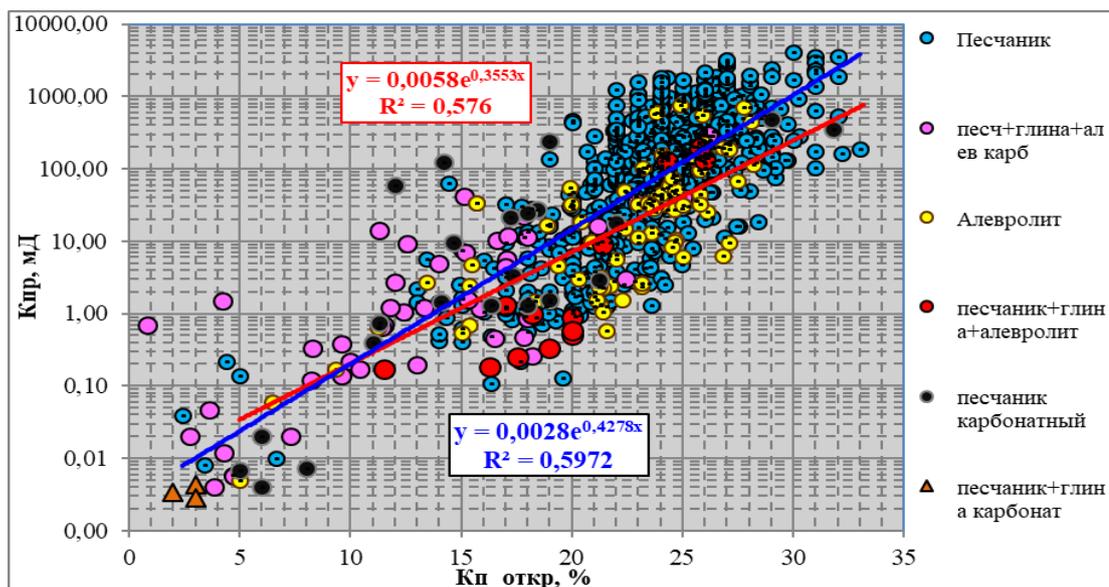


Рисунок 2.4.8 - Зависимость проницаемость от пористости

где, для *песчаник + алевролитов + песчаник карбонатный*:
$$K_{пр_общ} = 0.0028 * 2.71^{(0.4278 * K_{п})} \quad (19)$$

для *алевролитов*: $K_{пр_алев} = 0.0058 * 2.71^{(0.3553 * K_{п})} \quad (20)$

Результаты сравнительного анализа лабораторно-аналитических данных ГИС и керна являются основой для оценки достоверности определения коллекторских свойств этих горизонтов газонефтяного месторождения Узень.

Полученные сведения по сравнительному анализу информативности и достоверности этих двух самостоятельных каналов информации свидетельствуют о близких значениях открытой пористости, что явилось обоснованием использования связи типа «кern - ГИС» при построении петрофизических моделей .

3 Построения петрофизических моделей терригенных пластов-коллекторов 13-18 горизонта на месторождении Узень

Петрофизическая модель представляет собой математическое описание объемного распределения пористости, проницаемости и флюидонасыщенности в пластах-коллекторах, основанное на данных непосредственных или косвенных определений указанных физических свойств по конкретным типам горных пород [1].

С учетом определения выше, по горизонтам Ю-13, 14, 15, 16, 17 и 18 месторождения Узень были построены карты распространения песчаности и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (проницаемость, пористость) с привлечением данных ГИС по более чем по семи тысячам скважин.

Ю-13 горизонт

При построении петрофизических моделей пластов-коллекторов Ю-13 горизонта месторождения Узень, учитывались данные керна по 14 скважинам. Ниже на рисунке 3.1 можно наглядно увидеть распространения песчаных коллекторов с различными коллекторскими свойствами по скважинам вскрывшие Ю-13 горизонт.

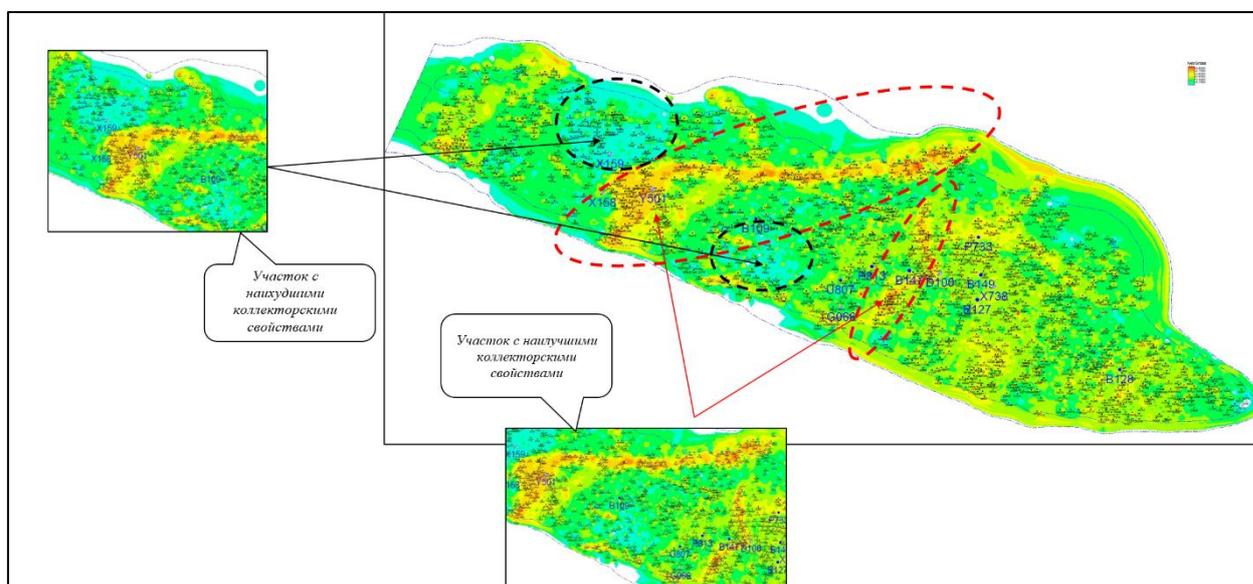


Рисунок 3.1. - Распределение песчаных коллекторов с улучшенными и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по 13 горизонту

Изучение кернового материала показывает, что Ю-13 горизонт сложен преимущественно смешанными породами (глинисто-алеврито-песчаными и глинисто-песчано-алевритовыми), реже в разрезе встречаются песчаники, пески и алевролиты [2,3]. Смешанные породы, песчаники и пески образуют однородные по латерали пласты; алевролиты и алевриты встречаются в виде тонких прослоев среди глин (рисунок 3.2).

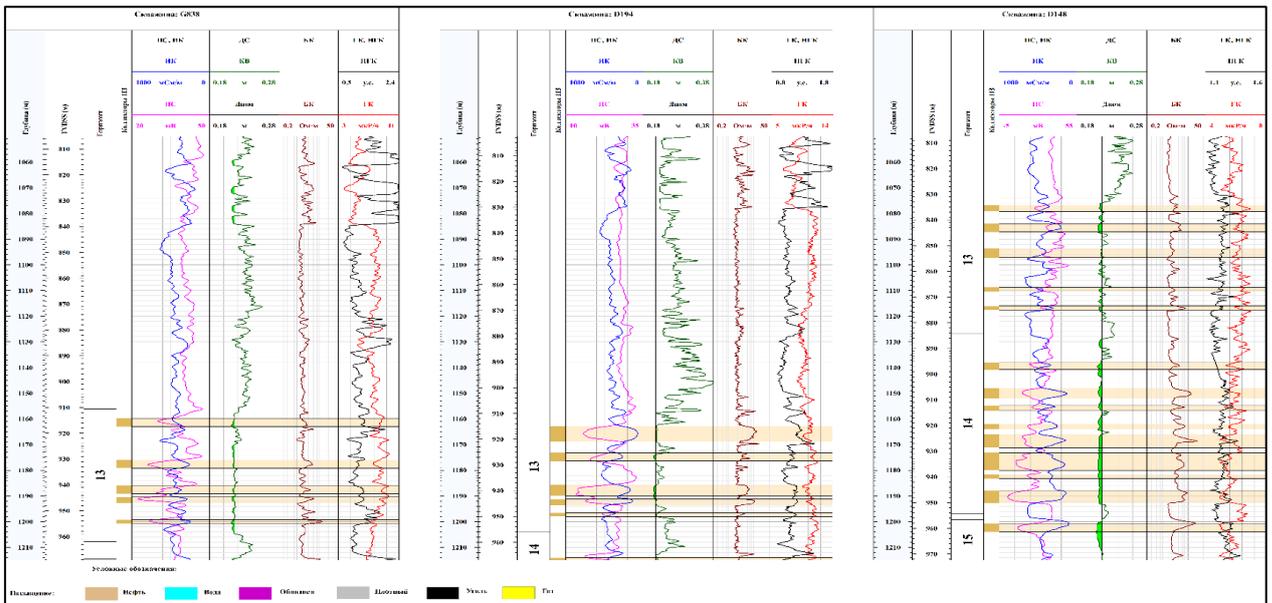


Рисунок 3.2. - Распределение коллекторов с ухудшенными ФЕС по линии скважин G838-D194-D148

Пласты-коллектора с ухудшенными коллекторскими свойствами и со смешанными породами в виде тонких глинистых прослоев наглядно демонстрирует комплекс каротажных данных по линии скважин G838 - D194 - D148. Эффективная мощность нефтенасыщенных пластов – коллекторов не превышает 10м.

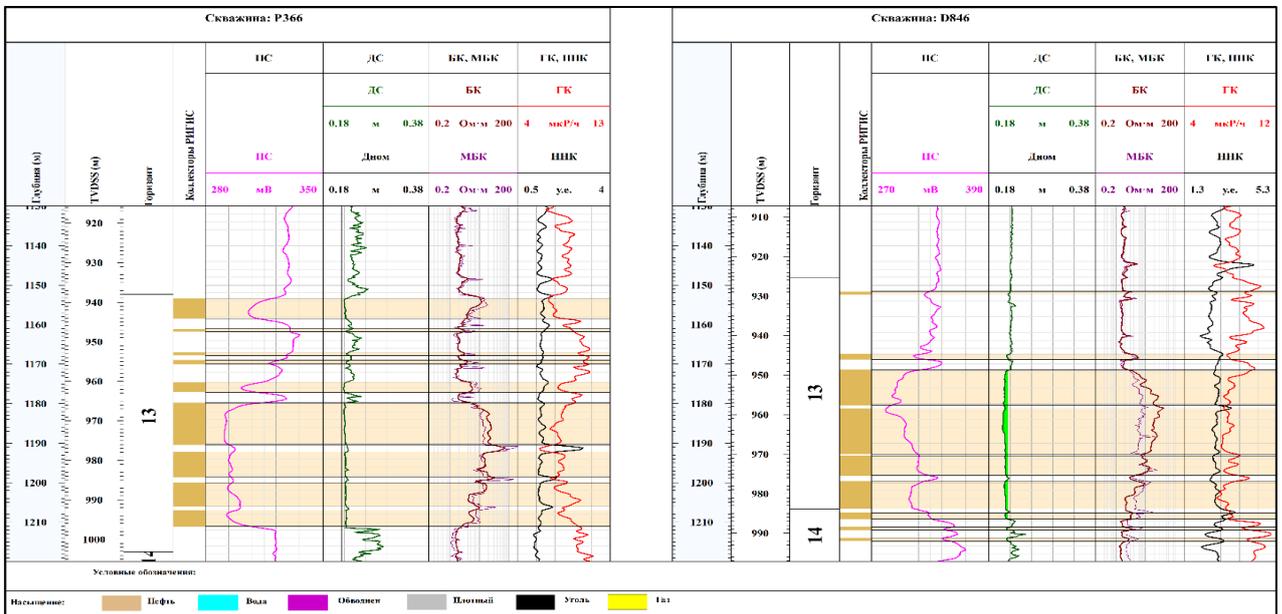


Рисунок 3.3. – Распределение коллекторов с улучшенными ФЕС по линии скважин R366-D846

Иная ситуация наблюдается по линии скважин R366 - B846, пробуренных на участке с улучшенными коллекторскими свойствами (рисунок 3.3). Терригенные пласты - коллектора здесь имеют однородную

структуру, тогда как толщина нефтенасыщенных пластов варьирует в диапазоне от 30 до 40м.

Среди песчаников и песков по структуре различаются мелко - и разномерные разности, при превалянии в разрезе первых.

Песчаники и пески серые и зеленовато-серые, неслоистые, преимущественно не известковистые, в отдельных участках слабо известковистые, редко сильно известковистые. В последних нефть иногда присутствует только в трещинах. Песчаники слабо сцементированные переходят в рыхлые пески с мелкими свободными порами. Мелкозернистые песчаники и пески в различной степени алевритистые и глинистые.

В целом, песчаник и пески обладают чаще хорошими коллекторскими свойствами, которые находятся в обратной зависимости от глинистости и карбонатности.

Пилитовые фракции (с содержанием от 5,3 до 48,3%) вместе с алевритом расположены между песчаными коллекторами и связывают их.

Алевролиты и алевриты серые: слоистые, преимущественно не известковистые, прослоями известковистые, чаще содержат прослой и линзы глин. Алевролиты слабо сцементированные, а при высокой карбонатности, достигающей 16,8%, крепко сцементированные. Породы сильно глинистые [2,3].

Таким образом, основными коллекторами нефти 13 горизонта являются песчаники, пески, алевролиты, алевриты и переходные между ними смешанные породы. В алевро-пелитах ёмкостные и фильтрационные свойства резко ухудшаются.

По анализу карты распространения песчаных коллекторов с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами (рисунок 1) характер изменений этого параметра существенно меняется по латерали.

В центральном блоке месторождения Узень контрастно проявляют себя песчаные тела субмеридиональной ориентированности, хорошо коррелирующиеся с линейно-вытянутыми и извилистыми зонами пород с увеличенной пористостью и проницаемостью, предположительно связанные с палеоруслами рек. Проведенный анализ новых данных сейсморазведки позволил выявить русловые тела. Это наглядно видно на рисунке 3.4.

По данным ГИС пористость в этом участке изменяется в пределах 17-25%, проницаемость песчаных тел составляет 180-1000 мД (рисунок 3.5 и 3.6).

Восточная часть центрального блока характеризуется увеличенной площадной заглинизацией песчаных коллекторов, участками замещаемые коллекторами среднего качества. По данным ГИС пористость в этой части центрального блока изменяется в пределах 0-20%, а проницаемость составляет 1-500 мД. Этот участок освещен керновыми данными.

Северо-западная часть Центрального блока представлена зонами с ухудшенными коллекторскими свойствами либо участками их отсутствия .

По данным ГИС здесь получили распространение глинисто-алеврито-песчаные и алевро-пелитовые разности пород. Аналогичную картину можно наглядно увидеть в картах распространения пористости и проницаемости.

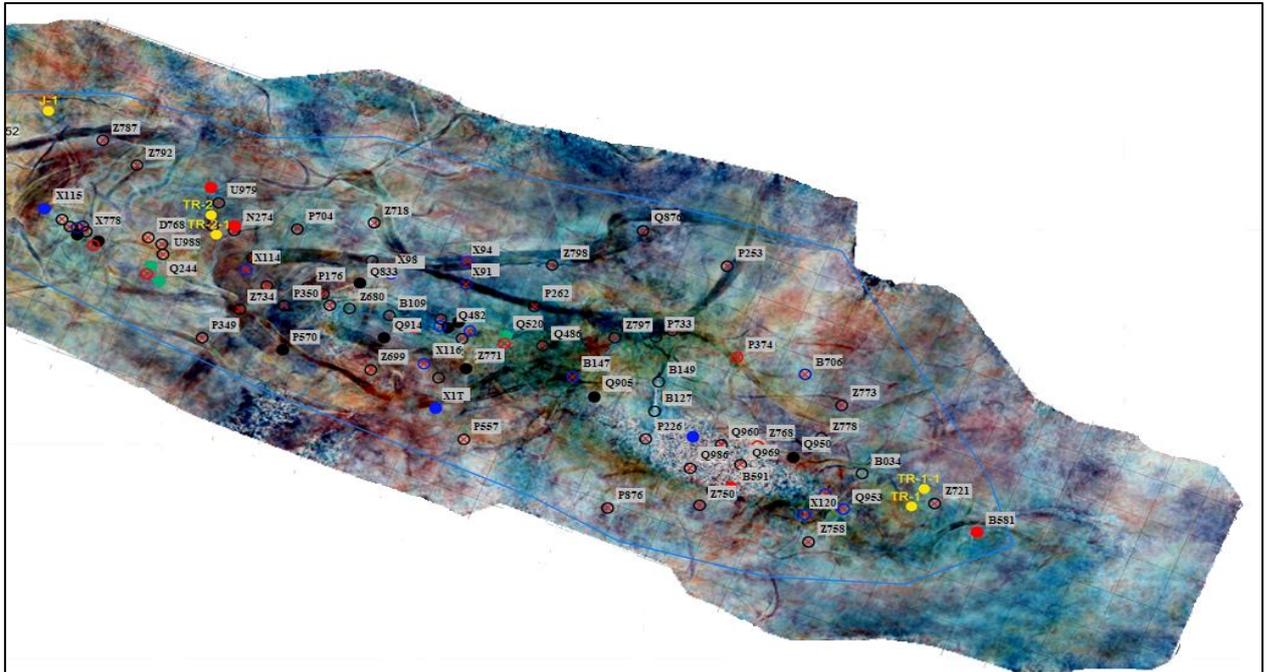


Рисунок 3.4 - Срез спектральной декомпозиции (30-40-50 Гц) вдоль продуктивного горизонта Ю-13

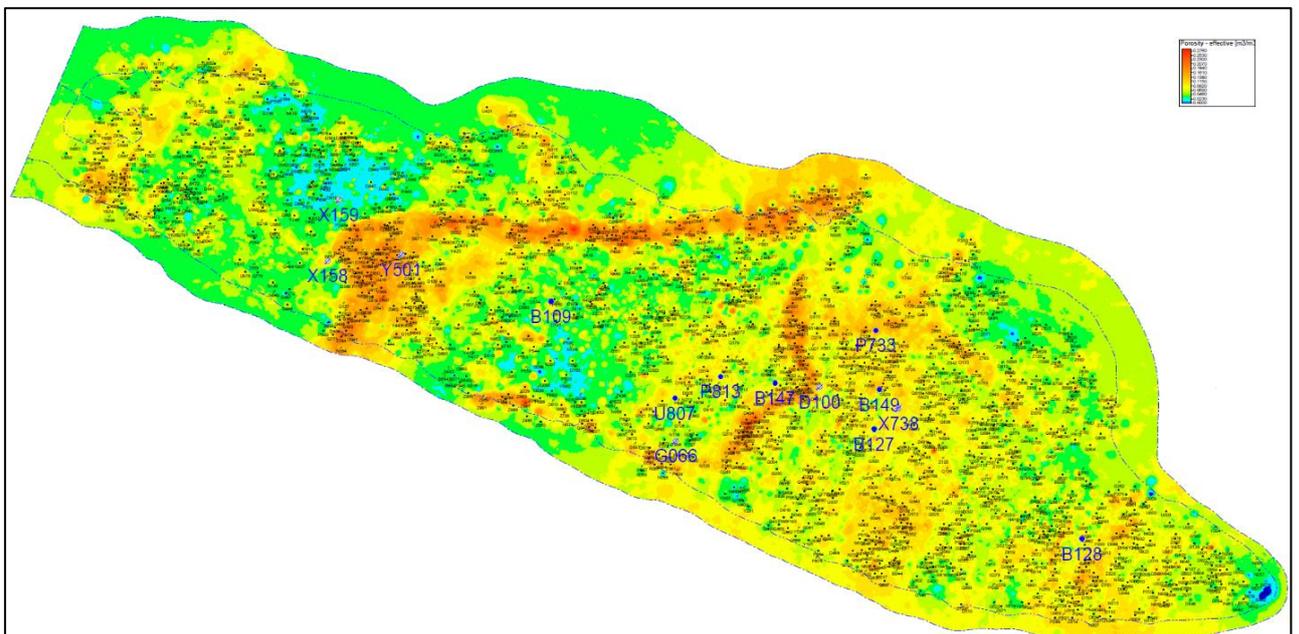


Рисунок 3.5 - Карта распространения пористости

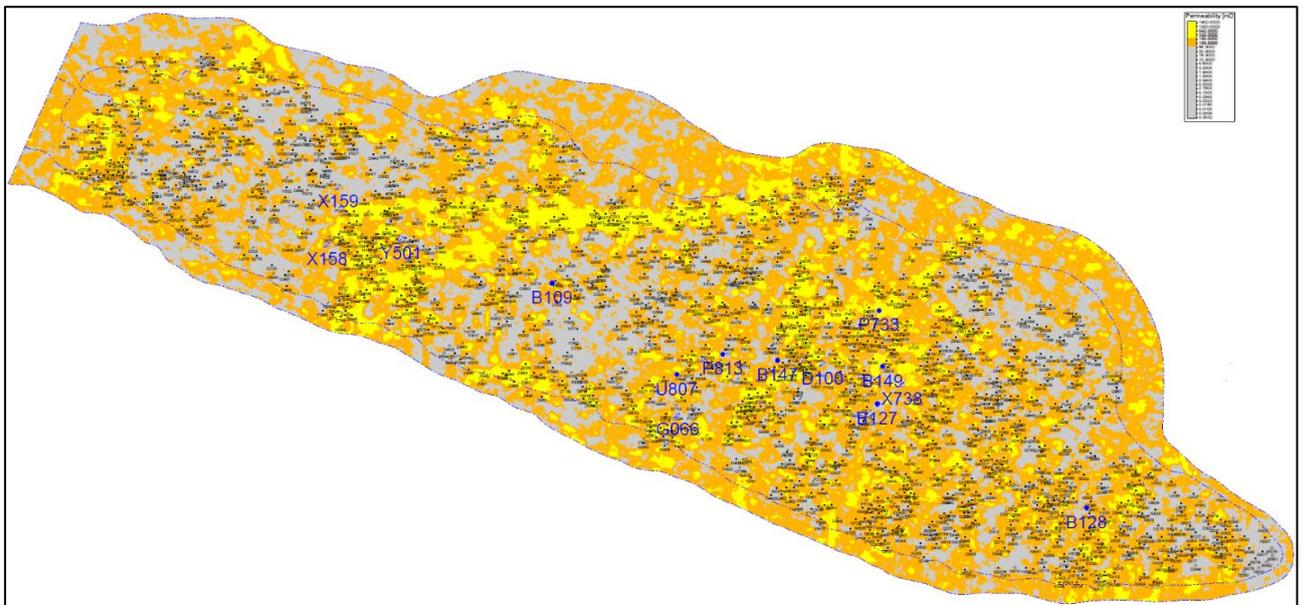


Рисунок 3.6 - Карта распространения проницаемости.

При наложении карт распространения пористости, проницаемости и песчаности на карту средних дебитов углеводородов за первый год эксплуатации отчетливо наблюдается ситуация, в соответствии с которой высокие дебиты углеводородов получены из скважин, пробуренных на участке с улучшенными коллекторскими свойствами (песчанистые коллектора центрального блока) (рисунок 3.7).

В юго-восточной части месторождения прослеживается более заглинизированные участки, с весьма низкими ФЕС, и как следствие скважины, попавшие в развитые здесь фации палеорек не являются высокодебитными.

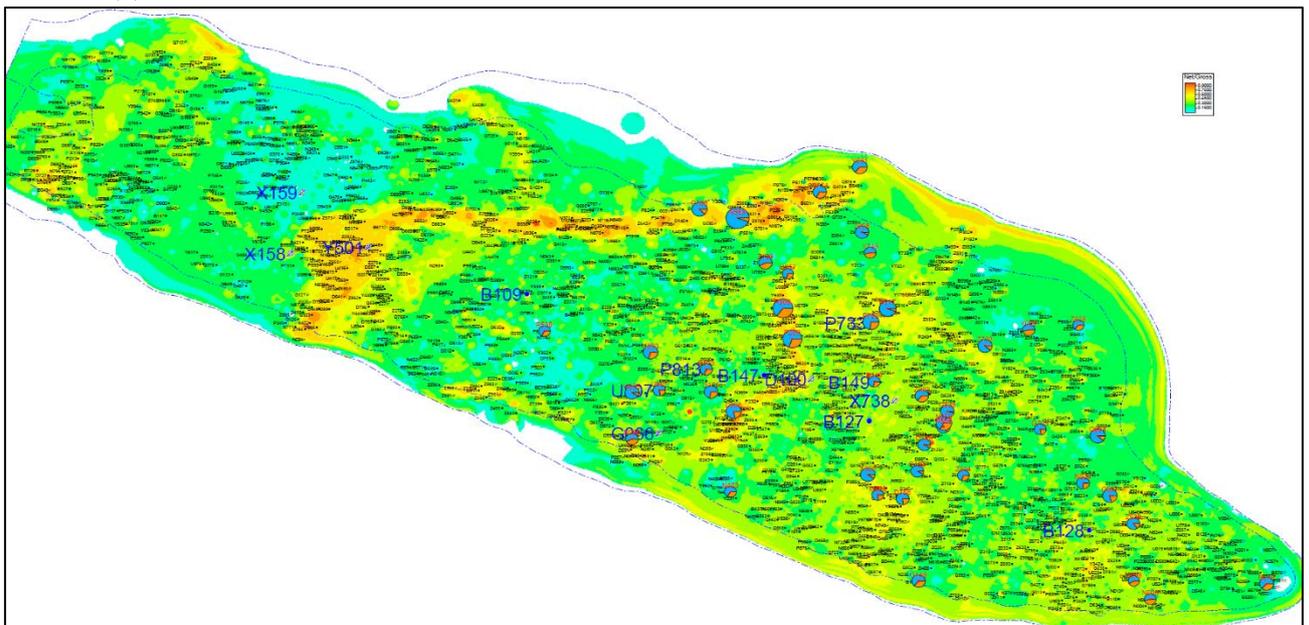


Рисунок 3.7 - Карта средних дебитов нефти за первый год эксплуатации + карта песчаности

В целом анализ Ю-13 горизонта показал, что высокодебитные скважины, относятся к песчаным телам, обладающими хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. А низко дебитные скважины к заглинизированным участкам, в основном характеризующимися слабыми либо средними свойствами ФЕС.

Ю-14 горизонт

В случае Ю-14 горизонта, керн отбирался в 19 скважинах. Результаты изучения кернового материала показывают, что в литологическом отношении породы данного горизонта сложены преимущественно песчаниками и алевролитами, реже в разрезе встречаются смешанные породы (глинисто-алеврито-песчаные и глинисто-песчано-алевритовые (рисунок 3.8).

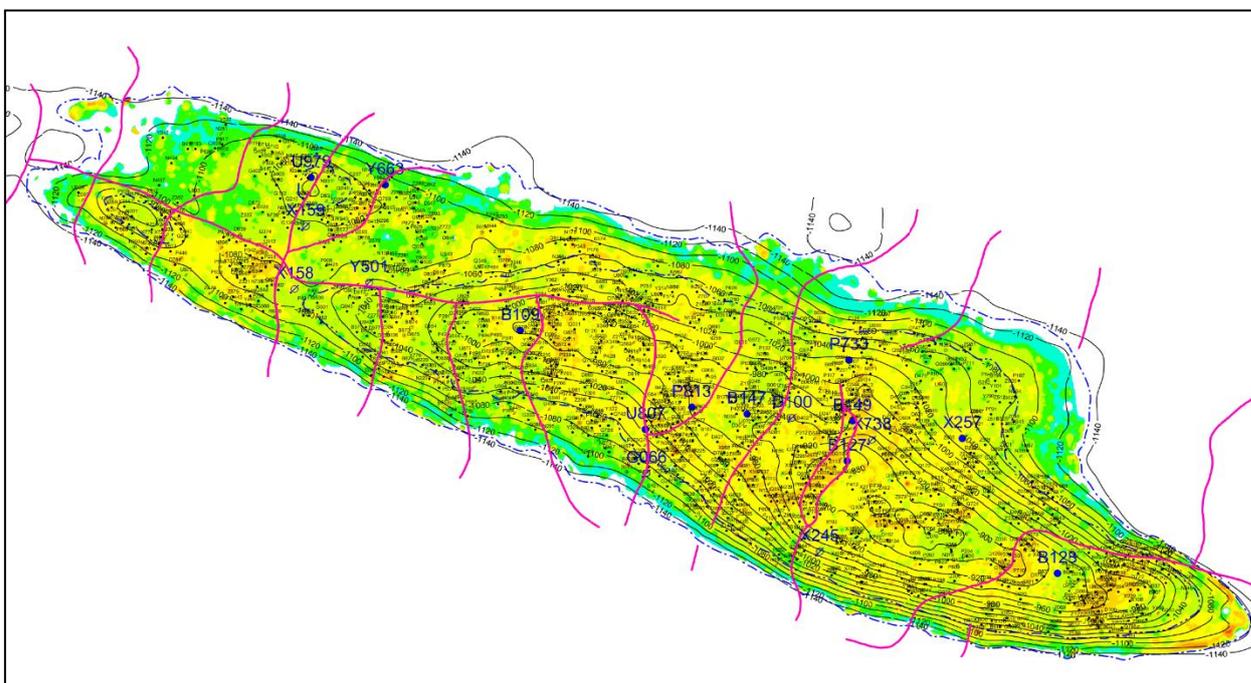


Рисунок 3.8 - Распределение песчаных коллекторов с улучшенными и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по Ю-14 горизонту

В составе встречаются отдельные прослой углей и карбонатизированных пород.

Обращает на себя внимание характер развития песчаных тел в составе Ю-13 и Ю-14 горизонтов. Если в горизонте Ю-13 песчаники консолидируются в тела, морфологически выраженные палеоруслами, то в горизонте Ю-14 песчаники имеют площадное развитие и привязаны к гипсометрическому плану по этому горизонту

Ниже на рисунках 3.9 и 3.10 по линиям пробуренных скважин G838 - D194 и P468 - Q737 не ощущается существенные вариации в коллекторских свойствах и эффективных нефтенасыщенных толщинах, значения которых варьирует в диапазоне 35 - 45м. в Ю-14 горизонте. Однако, по Ю-13 горизонту наблюдается иная картина, по линии скважин G838 - D194 по

данным каротажа проявляются ухудшенные коллекторские свойства, связанные с появлением в их составе тонких глинистых прослоев, а в случае линии скважин Р468 – Q737 коллектора имеют однородную структуру и улучшенные ФЭС.

Следовательно, для пород, слагающих Ю-13 и Ю-14 продуктивные горизонты среднеюрского возраста, характерны как вертикальная, так и латеральная литологическая изменчивость, что является следствием формирования осадков в сложной обстановке флювиальных равнин и прибрежно-морского мелководья.

Доминирование мелкозернистых разностей пород свидетельствует об удаленности областей денудации.

Вызывает интерес факт совпадения ориентации выявленных палеорусел с направлением разломов (малоамплитудных) и не коррелируемость со структурным планом Ю-13 горизонта.

Наблюдается ситуация, в соответствии с которой тектонические нарушения, осложняющие геологическую конструкцию Ю-14 горизонта, ориентированы ортогонально структурному плану этого горизонта.

Исходя из этого, можно предположить о сложной полиэтапной истории геологического развития пород Ю-13 и Ю-14 горизонтов.

Песчаники и пески серые и зеленовато-серые, неслоистые, в различной степени алевролитистые и глинистые, на отдельных участках слабо известковистые, редко сильно известковистые, в которых нефть иногда присутствует только в трещинах.

Песчаники слабо сцементированные, вверх по разрезу переходят в рыхлые пески с мелкими свободными порами. В целом, они обладают хорошими коллекторскими свойствами, которые находятся в прямой зависимости от глинистости и карбонатности.

Алевролиты и алевролиты серые: слоистые, преимущественно не известковистые, часто содержат прослой и линзы глин. Алевролиты слабо сцементированные, а при высокой карбонатности, достигающей в Ю-14 до 15,2%, крепко сцементированные. Породы сильно глинистые [2,3].

Пелитовые фракции (с содержанием от 7,1 до 44,8%) совместно с алевролитом расслаивают песчаные коллектора.

Таким образом, основными коллекторами нефти в Ю-14 горизонтах являются песчаники, пески, алевролиты, алевролиты и переходные между ними смешанные разности пород. В алевропелитах ёмкостные и фильтрационные свойства резко ухудшаются.

Петрофизическая модель Ю-14 горизонта отличается от петрофизической модели по Ю-13 горизонту хорошей освещенностью керновыми данными.

В центральном блоке и в юго-восточной части структуры по горизонту Ю-14 выявлены песчаные тела, с увеличенной пористостью (16-22%) и проницаемостью (180-1800 мД) по данным ГИС (рисунок 3.11 и 3.12).

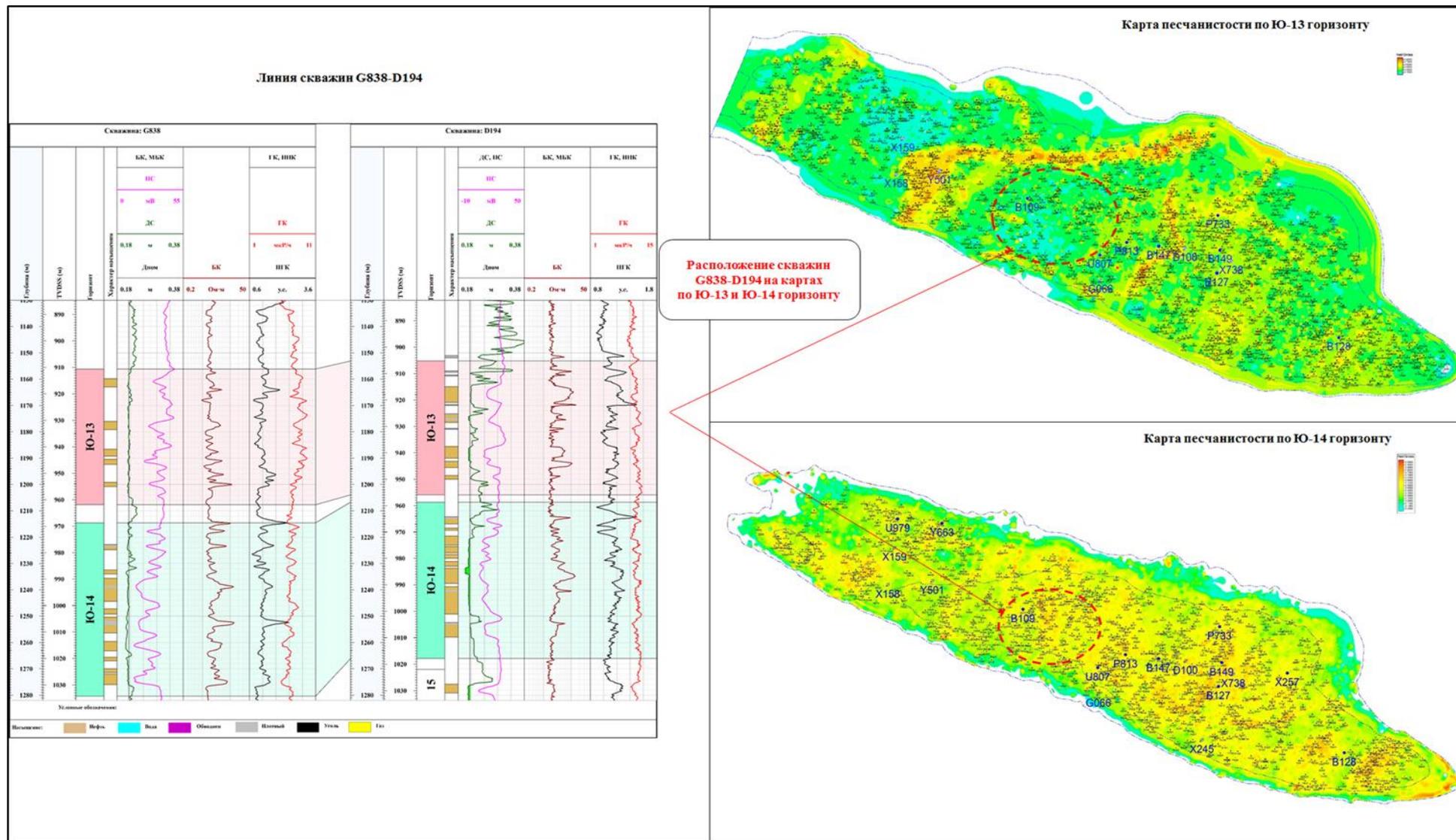


Рисунок 3.9 - Распределение коллекторов с разными ФЕС по Ю-13 и Ю-14 горизонтам по линии скважин G838-D194

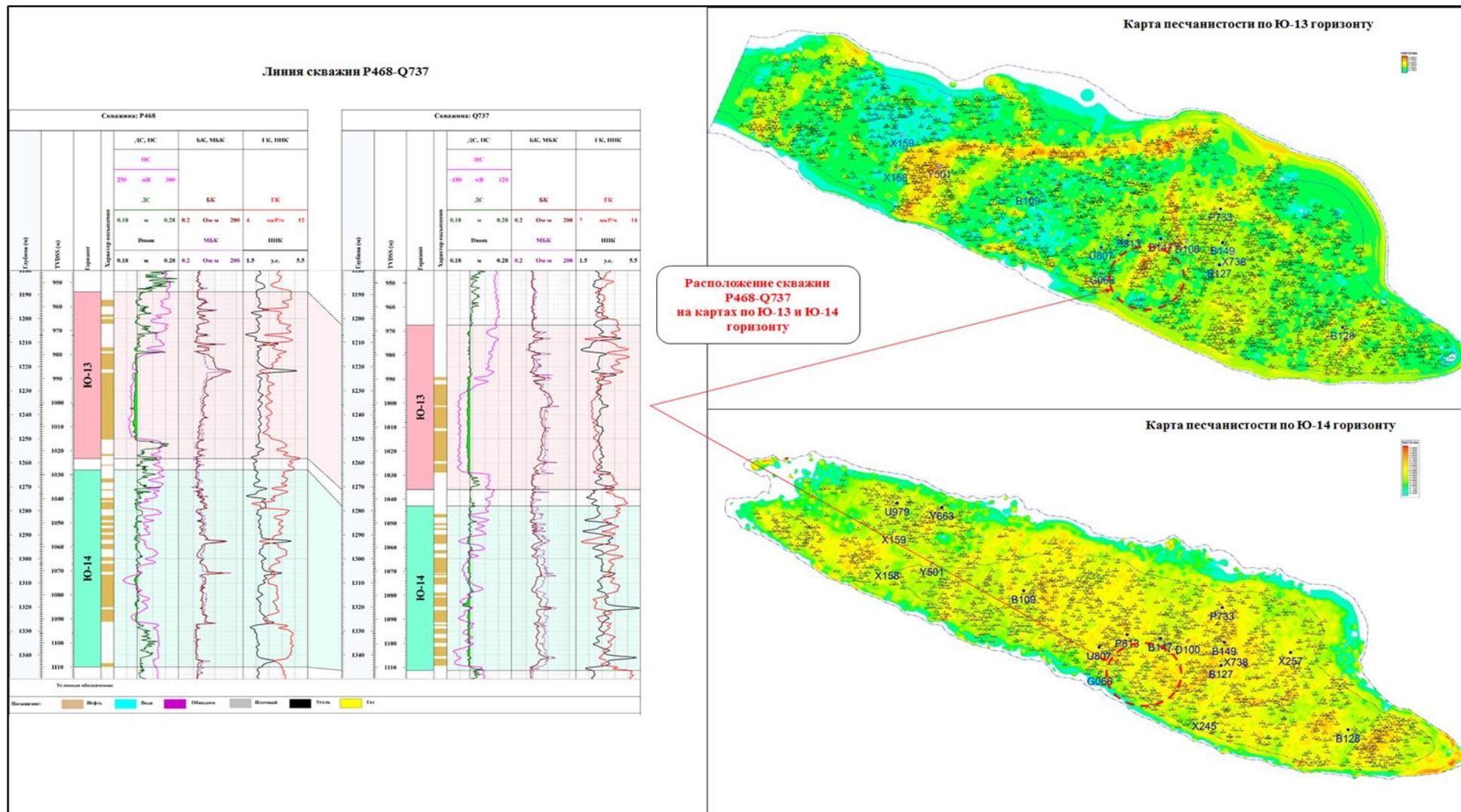


Рисунок 3.10 - Распределение коллекторов с улучшенными ФЕС по Ю-13 и Ю-14 горизонтам по линии скважин Р468-Q737

Северо-западная часть структуры по данному горизонту обособляется увеличенной площадной заглинизированностью песчаных коллекторов, участками замещаемые коллекторами среднего качества. По данным ГИС здесь получили распространение глинисто-алеврито-песчаные и алевропелитовые разности пород с ухудшенными коллекторскими свойствами с открытой пористостью 12-17% и проницаемостью 1-100 мД.

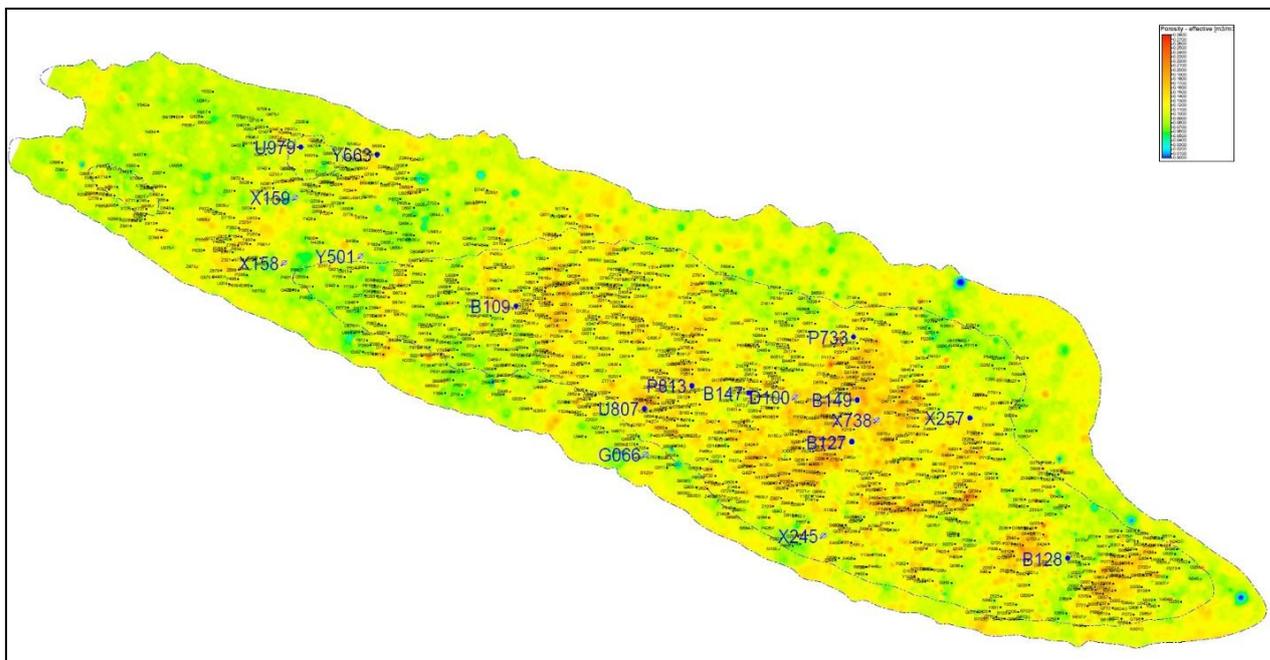


Рисунок 3.11 - Карта распространения пористости пород-коллекторов по Ю-14 горизонту

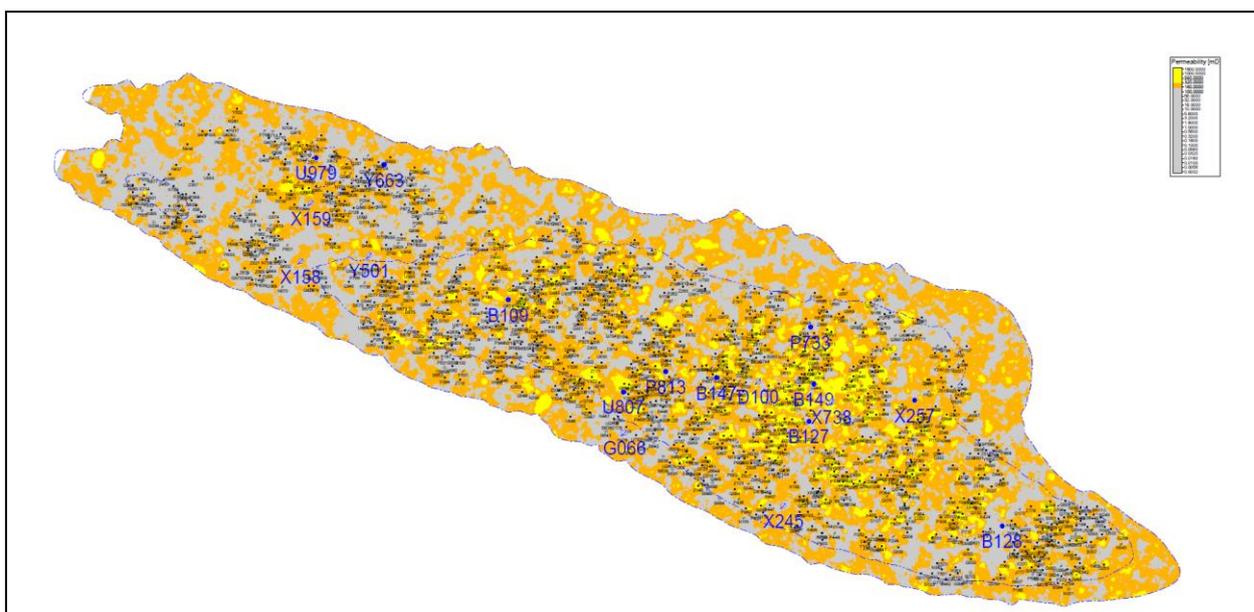


Рисунок 3.12 - Карта распространения проницаемости пород-коллекторов по Ю-14 горизонту

При наложении карт распространения пористости, проницаемости и песчаности на карту средних дебитов углеводородов за первый год эксплуатации отчетливо наблюдается ситуация, в скважинах, пробуренных на Ю-14 горизонт, не выявлены прямые корреляционные связи между дебитами и фильтрационно-емкостными свойствами пород (рисунок 3.12).

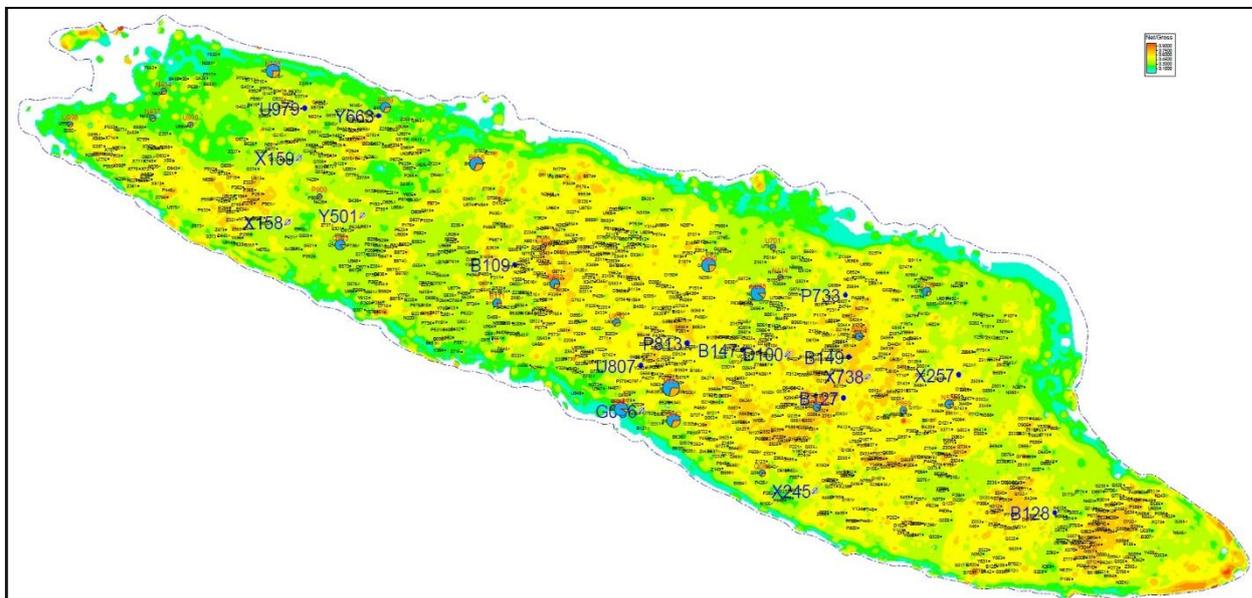


Рисунок 3.12. - Карта средних дебитов нефти за первый год эксплуатации с наложенной картой песчаности по Ю-14 горизонту

Также следует добавить, что высокоразрешающая сейсморазведка позволила детализировать более мелкие, по распространению и толщине, речные каналы, которые, при этом, увязываются со скважинными данными. На рисунке 3.13 приводится сопоставление среза по атрибуту LaRho со скважинными данными (P350, Q914, Q489, N274), при этом увязываются как скважины, отображающие в разрезе комплексы, врезанного типа, так и скважины, показывающие в своем разрезе комплекс осадков скорее прибрежно-морского характера.

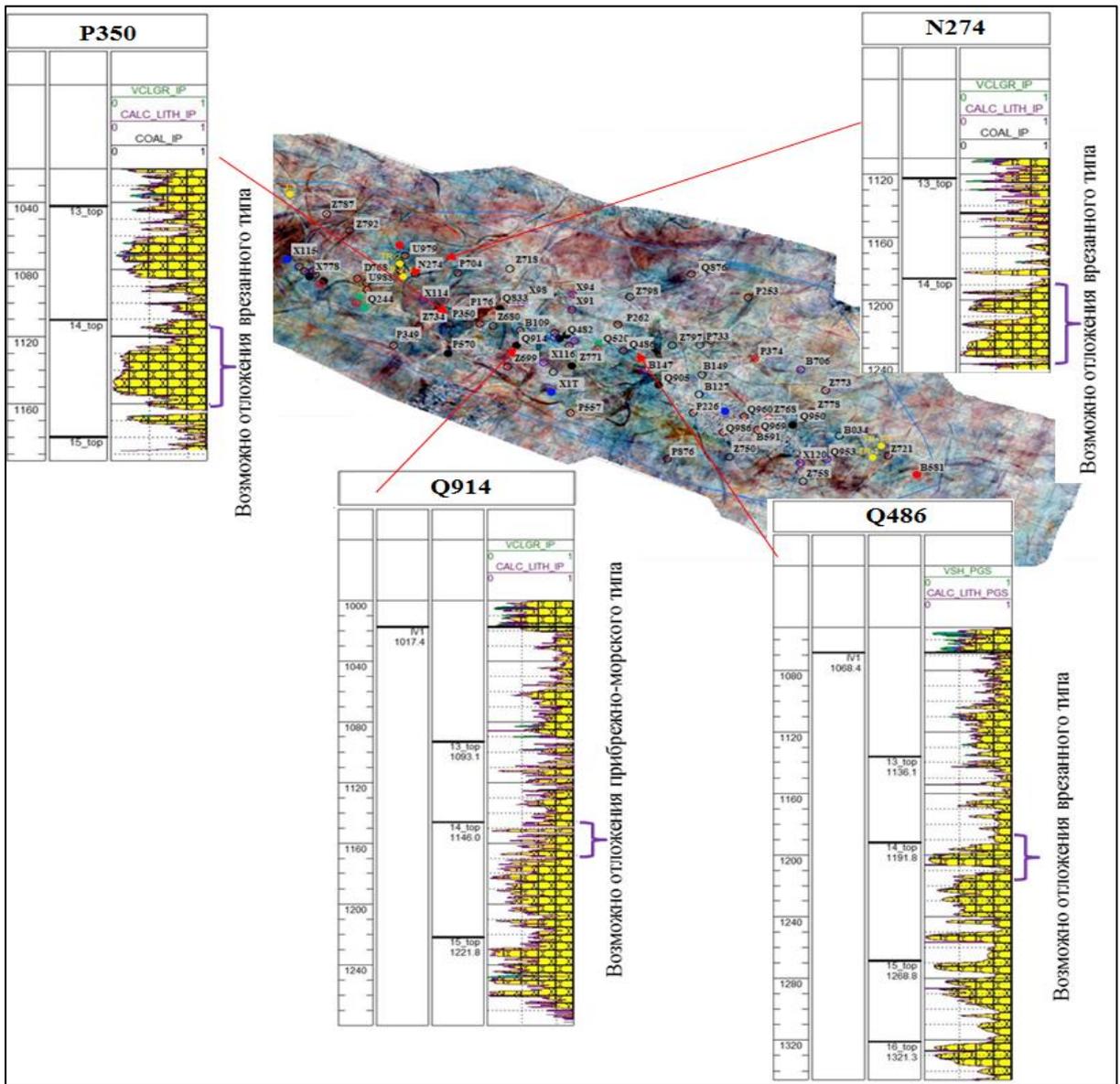


Рисунок 3.13 - Срез спектральной декомпозиции (30-40-50 Гц) вдоль продуктивного горизонта Ю-14

Ю-15 горизонт

При построении петрофизических моделей пластов-коллекторов Ю-15 горизонта месторождения Узень, учитывались данные керна по 11 скважинам.

На рисунке 3.14 приводится структурная карта продуктивного горизонта Ю-15 в отложениях средней юры. Данный горизонт вытянут в субширотном простирании, осложнен малоамплитудными тектоническими нарушениями, как субширотного, так и субмеридионального простирания. Выражен в виде, так называемого, «структурного носа», что является следствием выполаживания, по мере сокращения глубины.

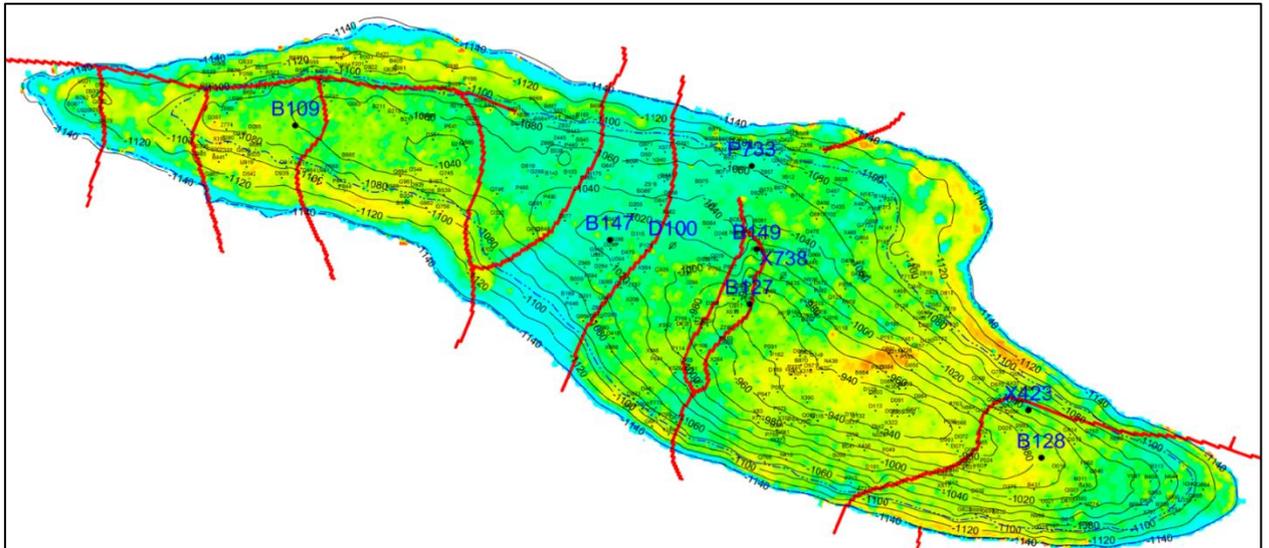


Рисунок 3.14 - Распределение песчаных коллекторов с улучшенными и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по Ю-15 горизонту

Результаты изучения кернового материала показывают, что в литологическом отношении породы данного горизонта сложены преимущественно песчаниками и алевролитами, также встречаются смешанные породы (глинисто-алеврито-песчаные и глинисто-песчано-алевритовые, также это подтверждается данными ГИС (рисунок 3.15).

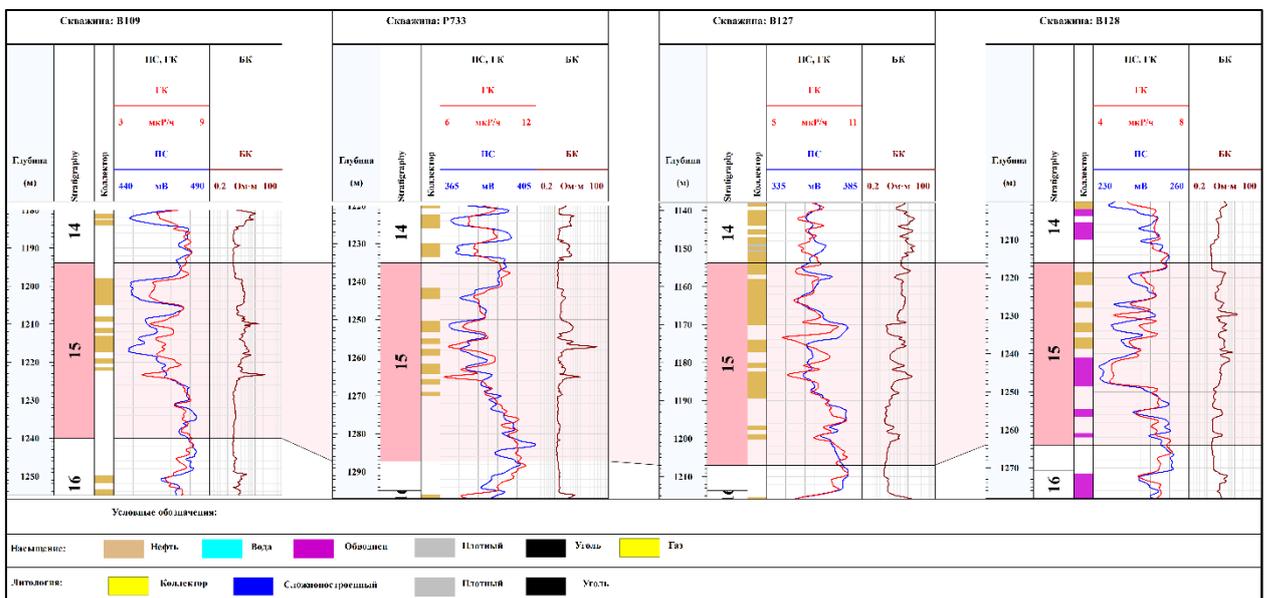


Рисунок 3.15 - Распределение коллекторов с разными ФЭС по Ю-15 горизонту

В комплексе каротажных данных по линии скважин B109-P733-B127-B128 наглядно демонстрируются пласты коллектора с разными ФЭС. Качества кривых ПК и ГК идентичны, ярко выделяются песчаники и алевролиты, а также смешанные породы. Толщина 15 горизонта в целом выдержана по площади и среднее значение ее равно 45 м. Эффективная

мощность нефтенасыщенных пластов – коллекторов варьируется в пределах 10 и 26м.

Среди песчаников и песков по структуре различаются мелко - и разномерные разности, при превазировании в разрезе первых.

Песчаники и пески серые и светлые, крепкие, карбонатные, с налетами глинистого или карбонатного материала, в основном мелкозернистые с массивной текстурой. Песчаники слабо сцементированные переходят в рыхлые пески с мелкими свободными порами. Мелкозернистые песчаники и пески в различной степени алевроитистые и глинистые.

В целом, песчаник и пески обладают чаще хорошими коллекторскими свойствами.

Пилитовые фракции (с содержанием от 11,2 до 40,22%) вместе с алевроитом расположены между песчаными коллекторами и связывают их.

Алевролиты и алевроиты темно серые: слоистые, неравномерно глинистые, преимущественно не известковистые, прослоями известковистые, чаще содержат прослои и линзы глин. Алевролиты слабо сцементированные, а при высокой карбонатности, достигающей 18,9%, крепко сцементированные. [2,3].

Таким образом, основными коллекторами нефти 15 горизонта являются песчаники, пески, алевролиты, алевроиты и переходные между ними смешанные породы. В алевро-пелитах ёмкостные и фильтрационные свойства резко ухудшаются.

В центрально-восточном блоке структуры по горизонту Ю-15 выявлены песчаные тела, с увеличенной пористостью (16-25%) и проницаемостью (55-1000 мД) по данным ГИС (рисунок 3.16-3.17). Записи каротажных данных скважины G601 свидетельствуют об этом.

Как видно на рисунке 3.16, центральная часть блока по данным ГИС выделяется как зоной с ухудшенными ФЕС пластов-коллекторов или их отсутствия, тому подтверждение записи ГИС по скважине В169 . Аналогичная картина наблюдается также и на рисунке 3.17.

Северная, западная, а также восточная часть структуры по данному горизонту обособляется увеличенной площадной заглинизированностью песчаных коллекторов, участками замещаемые коллекторами среднего качества. По данным ГИС здесь получили распространение глинисто-алевроито-песчаные и алевро-пелитовые разности пород с ухудшенными коллекторскими свойствами с открытой пористостью 12-16% и проницаемостью 1-100 мД.

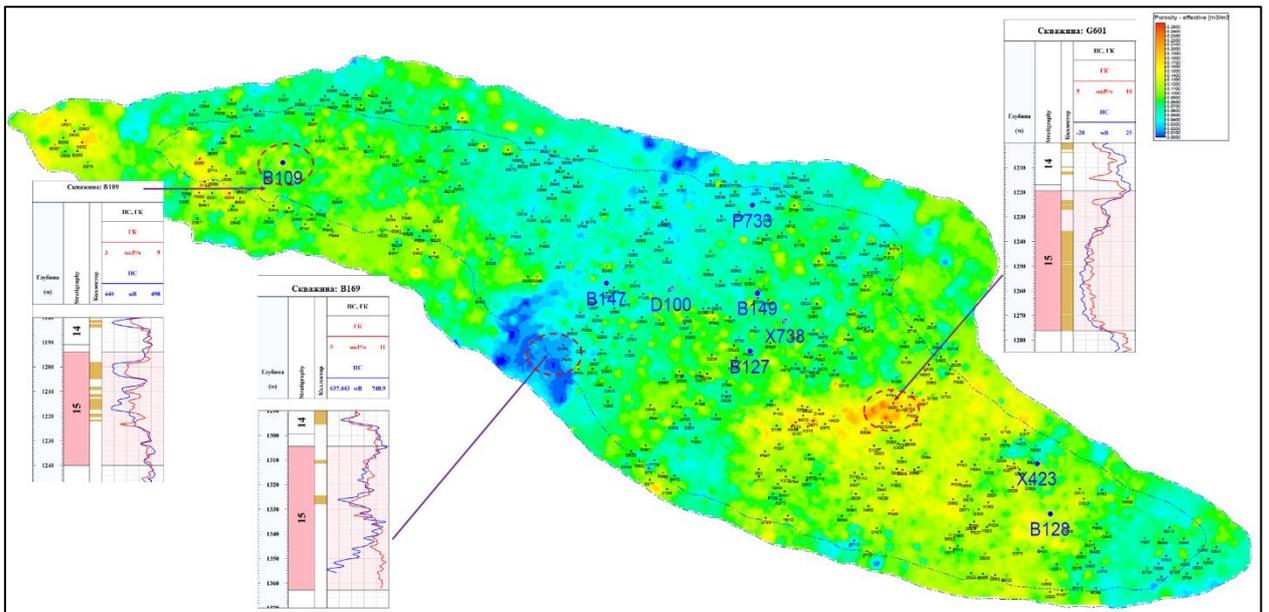


Рисунок 3.16 - Карта распространения пористости по Ю-15

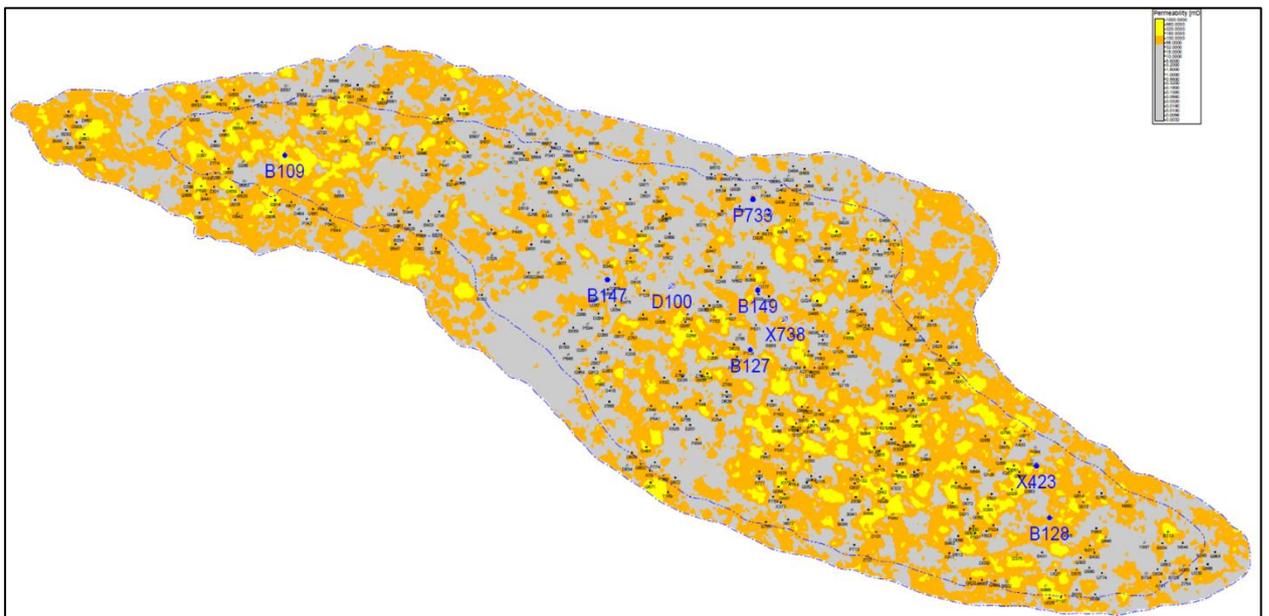


Рисунок 3.17 - Карта распространения проницаемости по Ю-15

При наложении петрофизическое модели ФЕС на карту средних дебитов углеводородов за первый год эксплуатации отчетливо наблюдается ситуация, что в скважинах, пробуренных на Ю-15 горизонт, не выявлены прямые корреляционные связи между дебитами и фильтрационно-емкостными свойствами пород (рисунок 3.18).

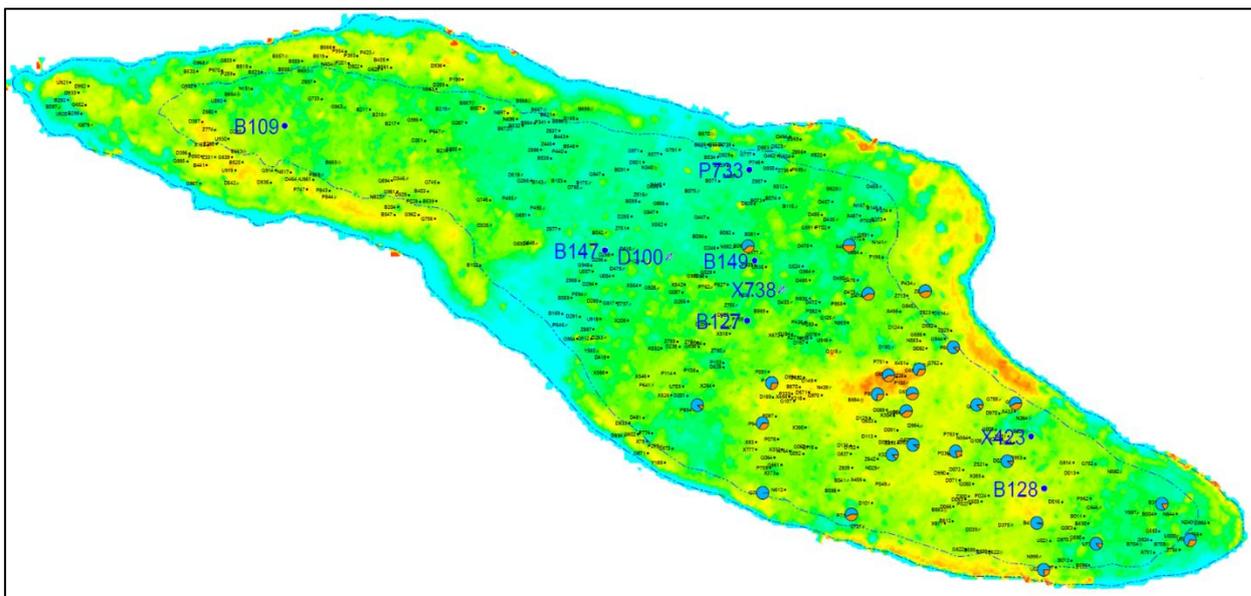


Рисунок 3.18 - Карта средних дебитов нефти за первый год эксплуатации с наложенной картой песчаности по Ю-15 горизонту

На рисунке 3.19 приводится срез по атрибутам спектральной декомпозиции по продуктивному горизонту Ю-15. В свою очередь атрибут подтвердил, как более крупные, так и относительно мелкие речные каналы. В западной части прослеживаются некоторые относительно повышенные значения и зная, что снос осадков происходил в юго-западном направлении, то можно предположить возможную дельтовую часть речной системы.

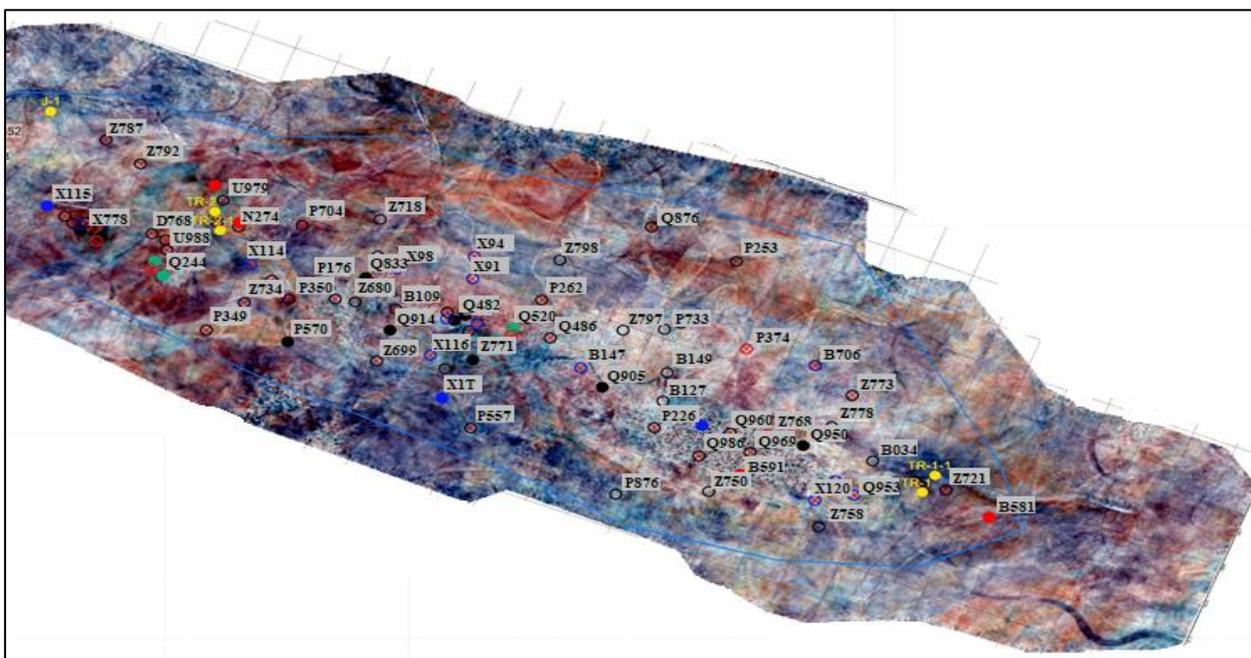


Рисунок 3.19. - Срез спектральной декомпозиции (30-40-50 Гц) вдоль продуктивного горизонта Ю-15

Ю-16 горизонт

При построении петрофизических моделей пластов-коллекторов Ю-16 горизонта месторождения Узень, учитывались данные керн по 10 скважинам.

На рисунке 3.20 приводится структурная карта продуктивного горизонта Ю-16 в отложениях средней юры. Структурный план в целом аналогичен вышележащему продуктивному горизонту Ю-15. Отличие главным образом связано с размерами и амплитудами. Данный горизонт вытянут в субширотном простирании, осложнен малоамплитудными тектоническими нарушениями, как субширотного, так и субмеридионального простирания. И также выражен в виде, так называемого, «структурного носа», что является следствием выполаживания, по мере сокращения глубины.

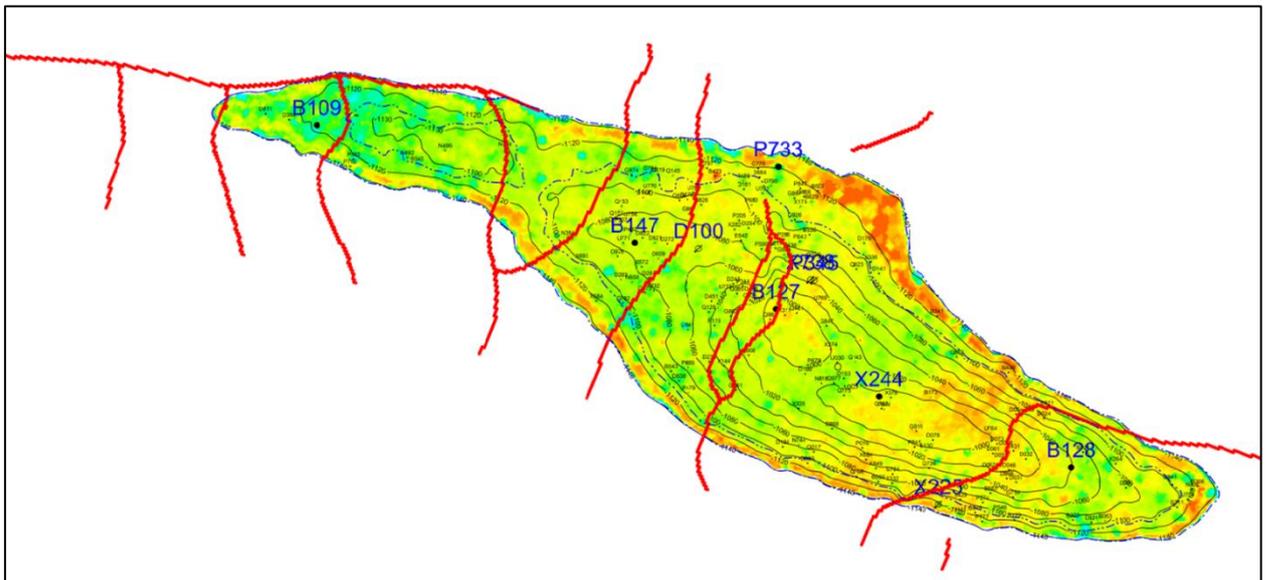


Рисунок 3.20 - Распределение песчаных коллекторов с улучшенными и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по Ю-16 горизонту

Результаты изучения кернового материала показывают, что в литологическом отношении породы данного горизонта сложены преимущественно песчаниками и алевритами, также встречаются смешанные породы (глинисто-алеврито-песчаные и глинисто-песчано-алевритовые, также это подтверждается данными ГИС (рисунок 3.15).

В комплексе каротажных данных по линии скважин D046-D233-B109 наглядно демонстрируются пласты коллектора с разными ФЭС. Качества кривых ПС и ГК идентичны, ярко выделяются песчаники, алевриты и смешанные породы, а также уплотненные породы. Толщина 15 горизонта в целом выдержана по площади и среднее значение ее равно 35 м. Эффективная мощность нефтенасыщенных пластов – коллекторов варьируется в пределах 7 до 25м.

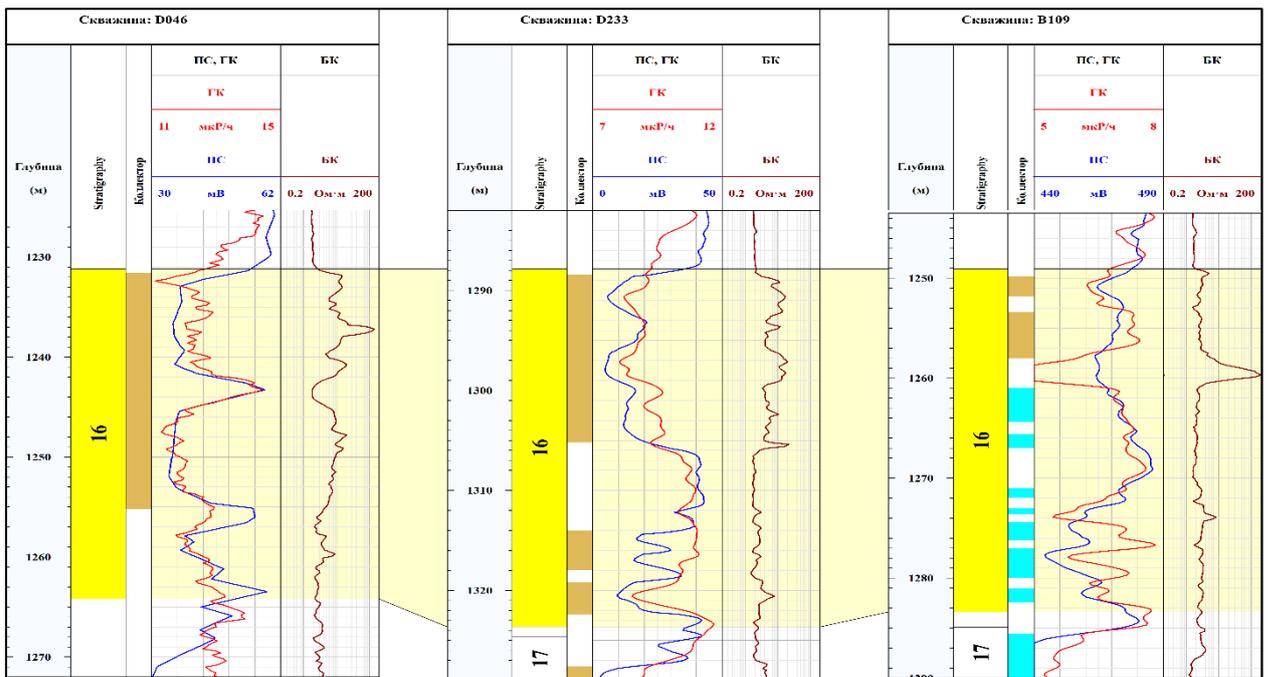


Рисунок 3.21 - Распределение коллекторов с разными ФЕС по Ю-16 горизонту

Среди песчаников и песков по структуре различаются мелко - и разнозернистые разности, при преваляровании в разрезе первых.

Песчаники и пески буровато-серые и светлые, средней плотности, в основном мелкозернистые и однородной текстурой. Песчаники слабо сцементированные переходят в рыхлые пески с мелкими свободными порами. Мелкозернистые песчаники и пески в различной степени алевритистые и глинистые.

В целом, песчаник и пески обладают чаще хорошими коллекторскими свойствами.

Пилитовые фракции (с содержанием от 7,1 до 46,7%) вместе с алевритом расположены между песчаными коллекторами и связывают их.

Алевролиты и алевриты синевато-серые: слоистые, неравномерно глинистые, средней плотности, прослоями известковистые, чаще содержат прослой и линзы глин. Алевролиты слабо сцементированные, а при высокой карбонатности, достигающей 17%, крепко сцементированные. [2,3].

Таким образом, основными коллекторами нефти 16 горизонта являются песчаники, пески, алевролиты, алевриты и переходные между ними смешанные породы. В алевро-пелитах ёмкостные и фильтрационные свойства резко ухудшаются.

На рисунке 3.22 можно наглядно увидеть, как распространяется пористость по всему 15 горизонту. И обращает на себя внимание изменение пористости с запада на восток, в сторону увеличения от 12% до 25%. В восточном блоке структуры по горизонту Ю-16 ярко выявлены коллектора с улучшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами, с увеличенной пористостью (18-25%) и проницаемостью (10-1000 мД) по данным ГИС (рисунок 3.22-3.23).

Центральная часть структуры по данному горизонту характеризуется зонами среднего качества, однако и в этом участке прослеживаются повышенные значения пористости. По данным ГИС здесь получили распространение песчаники и алевролиты с открытой пористостью 12-16% и проницаемостью 1-100 мД. Однако, хотелось бы также отметить, что данному горизонту свойственна низкая проницаемость, которая меняется в пределах от 14 до 100мД, и местами выделяются пласты с хорошей проницаемостью (рисунок 3.23). Западная часть блока оценивается как зона с ухудшенными коллекторскими свойствами, распространение получили смешанные разности пород.

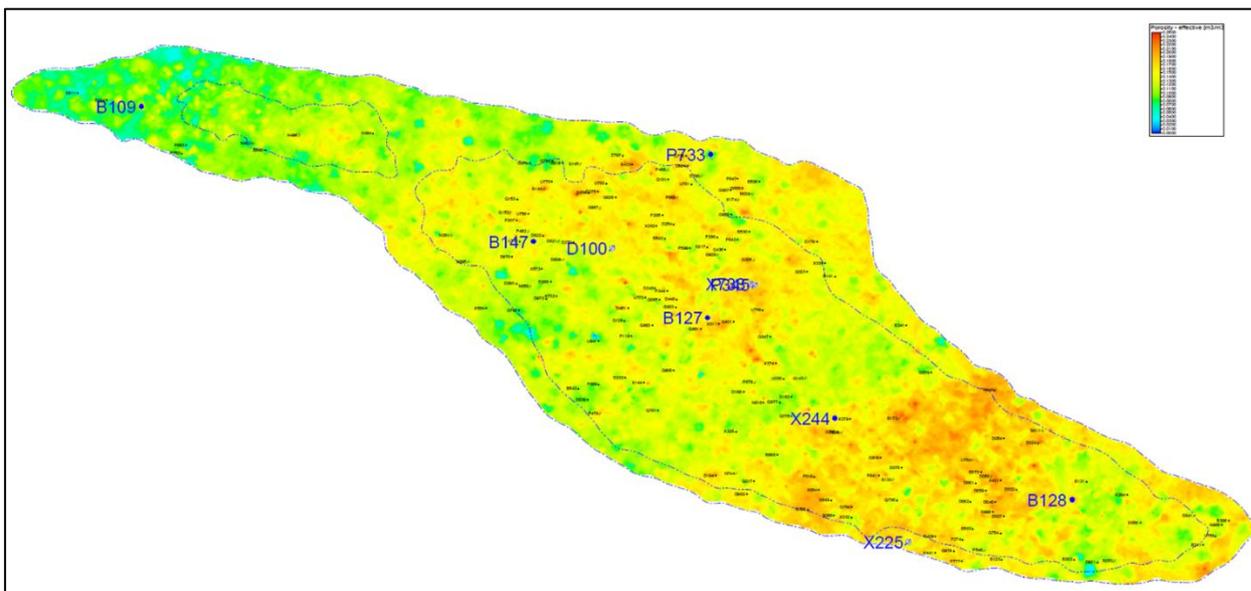


Рисунок 3.22 - Карта распространения пористости по Ю-16

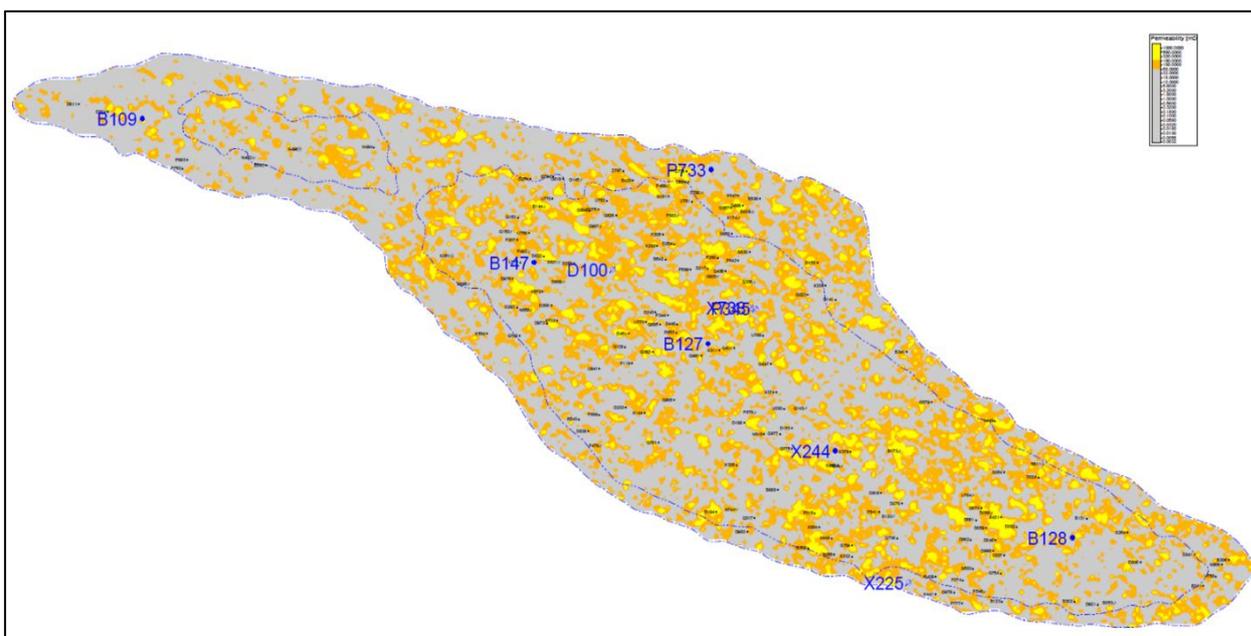


Рисунок 3.23 - Карта распространения проницаемости по Ю-16

При наложении карт распространения пористости, проницаемости и песчаности на карту средних дебитов углеводородов за первый год эксплуатации отчетливо наблюдается ситуация, что в основном разрабатываются скважины, расположенные на Юге данного блока, которым свойственны хорошие фильтрационно-емкостные свойства, и выявлены прямые корреляционные связи между дебитами и фильтрационно-емкостными свойствами пород (рисунок 3.23).

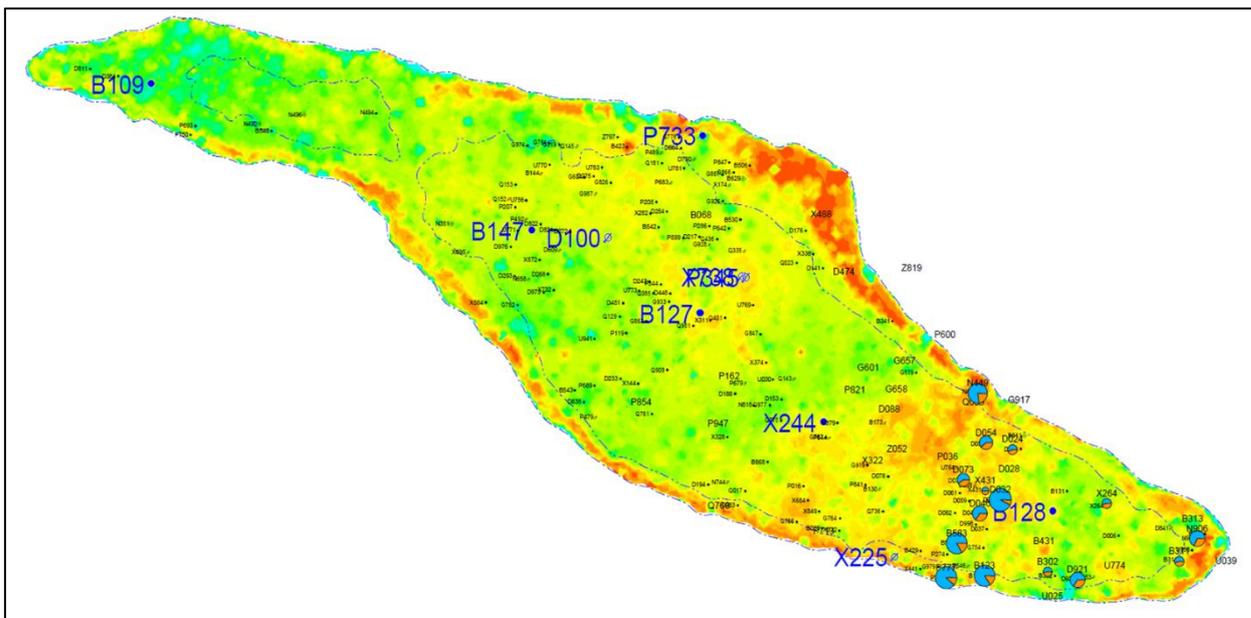


Рисунок 3.24 - Карта средних дебитов нефти за первый год эксплуатации с наложенной картой песчаности по Ю-16 горизонт

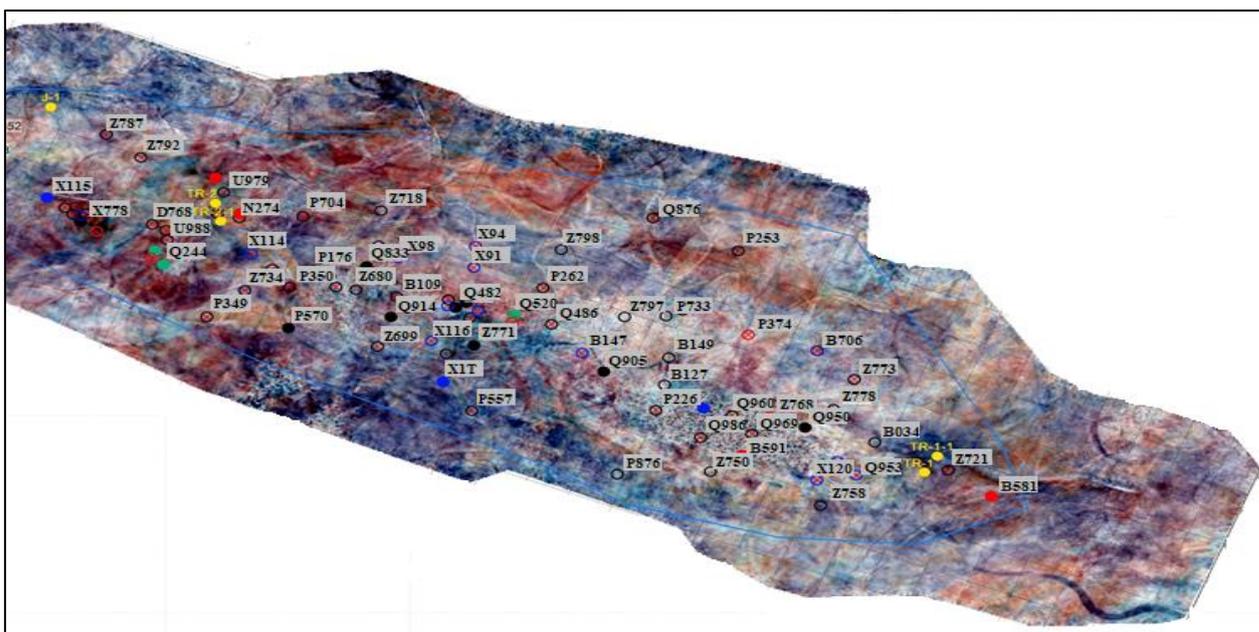


Рисунок 3.25 - Срез спектральной декомпозиции (30-40-50 Гц) вдоль продуктивного горизонта Ю-16

На рисунке 3.25 приводится срез по атрибутам спектральной декомпозиции по продуктивному горизонту Ю-16. В свою очередь атрибут подтвердил, как более крупные, так и относительно мелкие речные каналы. В западной части прослеживается некоторое относительно повышенные значения и зная, что снос осадков происходил в юго-западном направлении, то можно предположить возможную дельтовую часть речной системы.

Ю-17 горизонт

При построении петрофизических моделей пластов-коллекторов Ю-9 горизонта месторождения Узень, учитывались данные керна по 14 скважинам.

На рисунке 3.26 приводится структурная карта продуктивного горизонта Ю-17 в отложениях средней юры. Структурный план в целом аналогичен вышележащему продуктивному горизонту Ю-16. Отличие главным образом связано с размерами и амплитудами. Данный горизонт вытянут в субширотном простирании, осложнен малоамплитудными тектоническими нарушениями, как субширотного, так и субмеридионального простирания. Стоит отметить, что с углублением на нижележащие горизонты размер нашей петрофизической модели уменьшается.

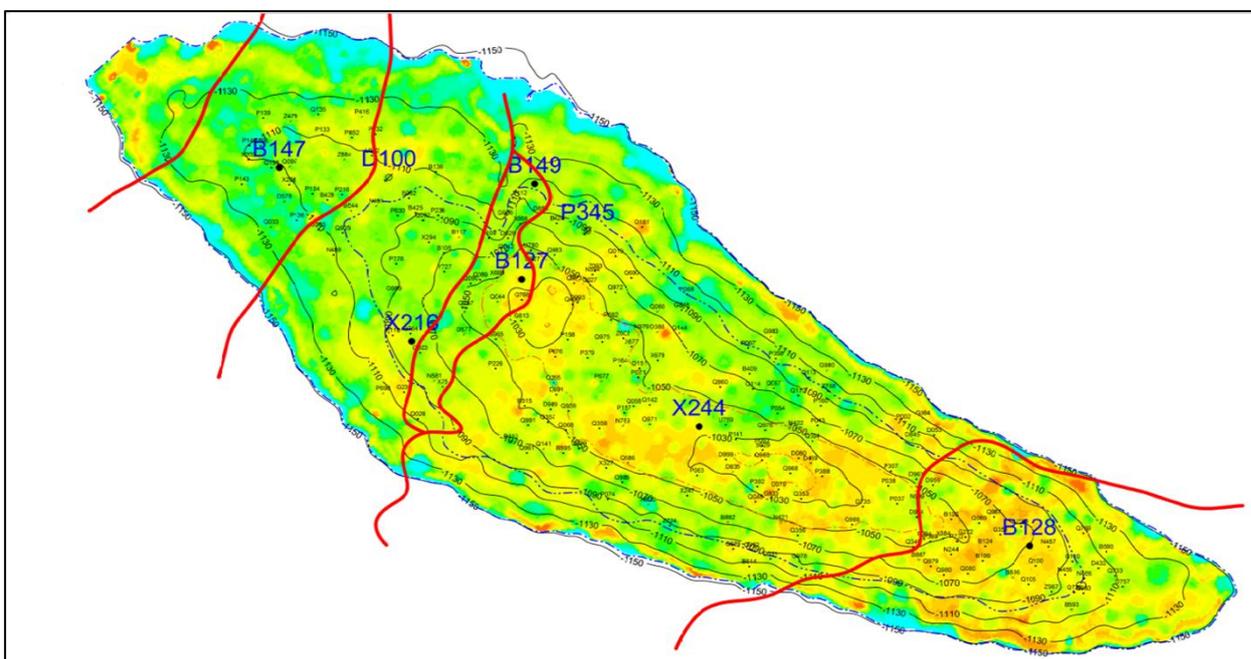


Рисунок 3.26 - Распределение песчаных коллекторов с улучшенными и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по Ю-17 горизонту

Результаты изучения кенового материала показывают, что в литологическом отношении породы данного горизонта сложены преимущественно песчаниками и алевролитами, также встречаются

смешанные породы (глинисто-алеврито-песчаные и глинисто-песчано-алевритовые, также это подтверждается данными ГИС (рисунок 3.27).

В комплексе каротажных данных по линии скважин Р778-В128-В147 наглядно демонстрируются пласты коллектора с разными ФЭС. Качества кривых ПС и ГК идентичны, ярко выделяются песчаники, алевролиты и смешанные породы, а также уплотненные породы. Толщина 17 горизонта в целом выдержана по площади и среднее значение ее равно 45-50м. Эффективная мощность нефтенасыщенных пластов – коллекторов варьируется в пределах 16 до 33м.

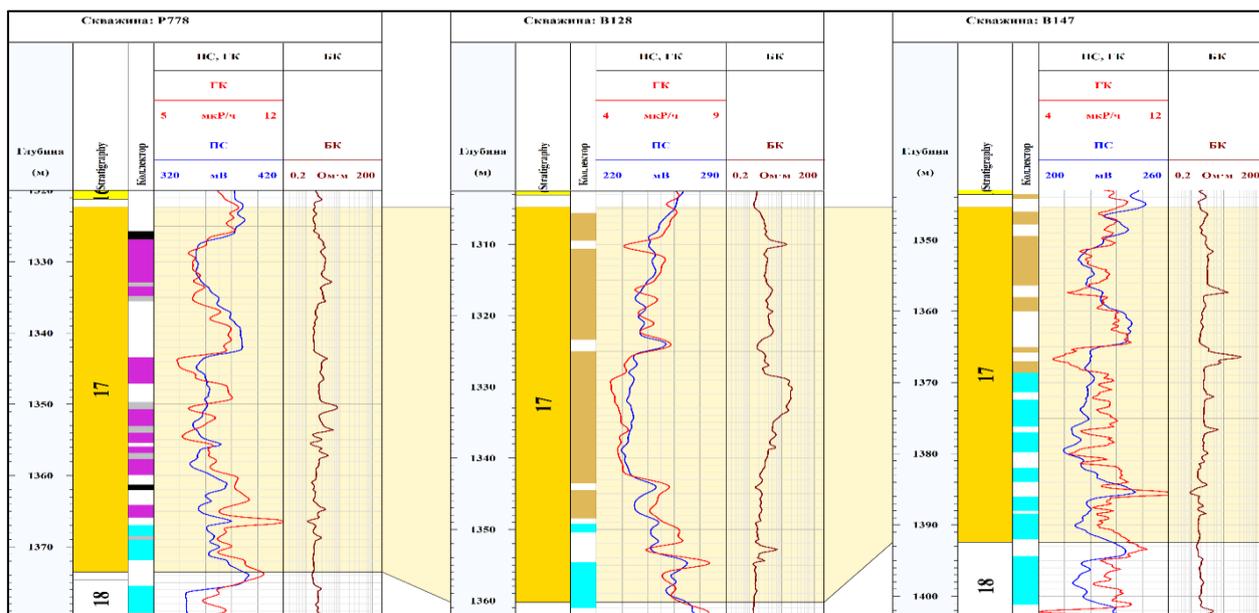


Рисунок 3.27 - Распределение коллекторов с разными ФЭС по Ю-17 горизонту

Среди песчаников и песков по структуре различаются мелко - и разнозернистые разности, при превашировании в разрезе первых.

Песчаники и пески буровато-серые и светлые, средней плотности, в основном мелкозернистые и однородной, массивной текстурой. Песчаники слабо сцементированные переходят в рыхлые пески с мелкими свободными порами. Мелкозернистые песчаники и пески в различной степени алевритистые и глинистые.

В целом, песчаник и пески обладают чаще хорошими коллекторскими свойствами.

Пилитовые фракции (с содержанием от 1,15 до 47,85%) вместе с алевритом расположены между песчаными коллекторами и связывают их.

Результатов макроописания по алевролитам и алевритам 17 горизонта отсутствуют. Однако можно предположить что они аналогичны с 16 горизонтом, так как горизонт Ю-16 отделяется от Ю-17 горизонта глинистым разделом толщиной 3-7м.

Таким образом, основными коллекторами нефти 17 горизонта являются песчаники, пески, алевролиты, алевриты и переходные между ними

смешанные породы. В алевро-пелитах ёмкостные и фильтрационные свойства резко ухудшаются.

На рисунке 3.28 можно наглядно увидеть, как распространяется пористость по всему 17 горизонту. И обращает на себя внимание изменение пористости с запада на восток, в сторону увеличения от 12% до 22%. В восточном блоке структуры по горизонту Ю-16 ярко выявлены коллектора с улучшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами, с увеличенной пористостью (17-22%) и проницаемостью (1-1000 мД) по данным ГИС (рисунок 3.28-3.29).

Центральная часть структуры по данному горизонту характеризуются как зонами среднего качества, однако и в этом участке прослеживаются повышенные значения пористости. По данным ГИС здесь получили распространение песчаники и алевролиты с открытой пористостью 12-20% и проницаемостью 1-100 мД. Однако, хотелось бы также отметить, что данному горизонту свойственна низкая проницаемость, которая меняется в пределах от 1 до 56мД, и местами выделяются пласты с хорошей проницаемостью (рисунок 3.23). Западная часть блока оценивается как зона с ухудшенными коллекторскими свойствами, распространение получили смешанные разности пород.

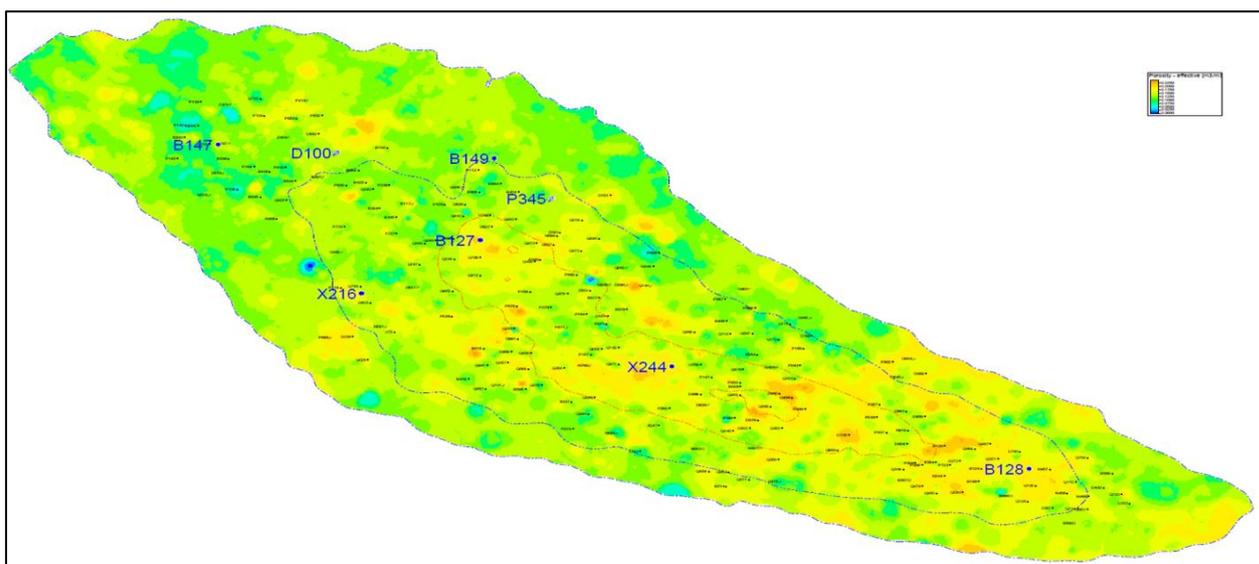


Рисунок 3.28 - Карта распространения пористости по Ю-17

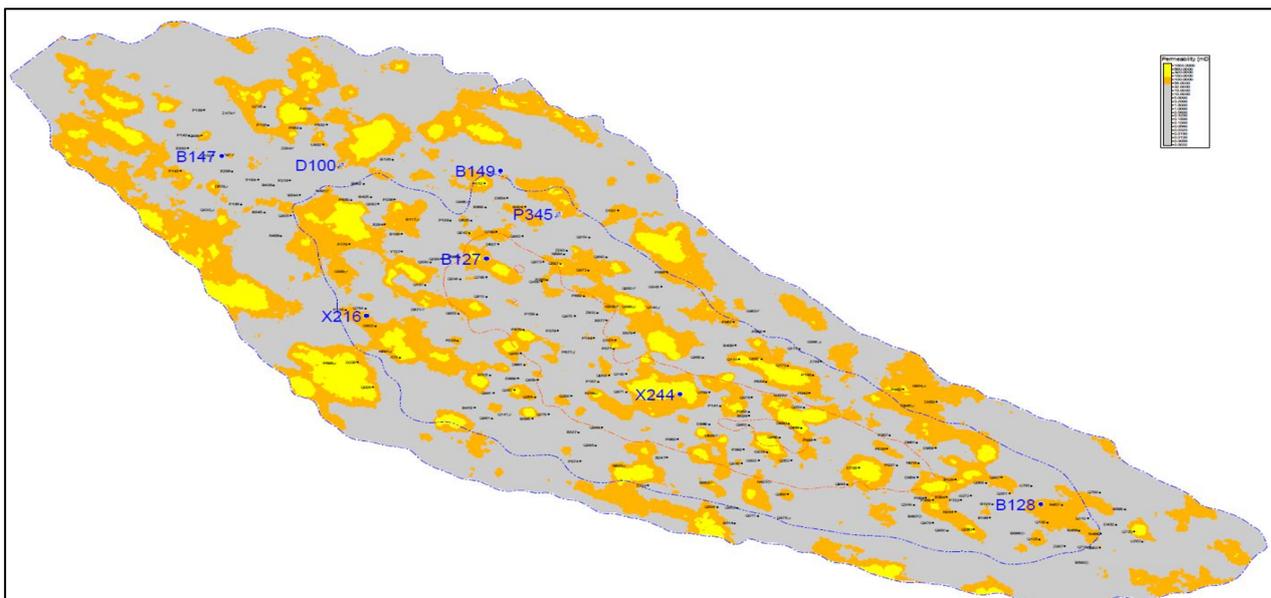


Рисунок 3.29 - Карта распространения проницаемости по Ю-17

При наложении карт распространения пористости, проницаемости и песчаности на карту средних дебитов углеводородов за первый год эксплуатации отчетливо наблюдается ситуация, в скважинах, пробуренных на Ю-17 горизонт, не выявлены прямые корреляционные связи между дебитами и фильтрационно-емкостными свойствами пород (рисунок 3.30).

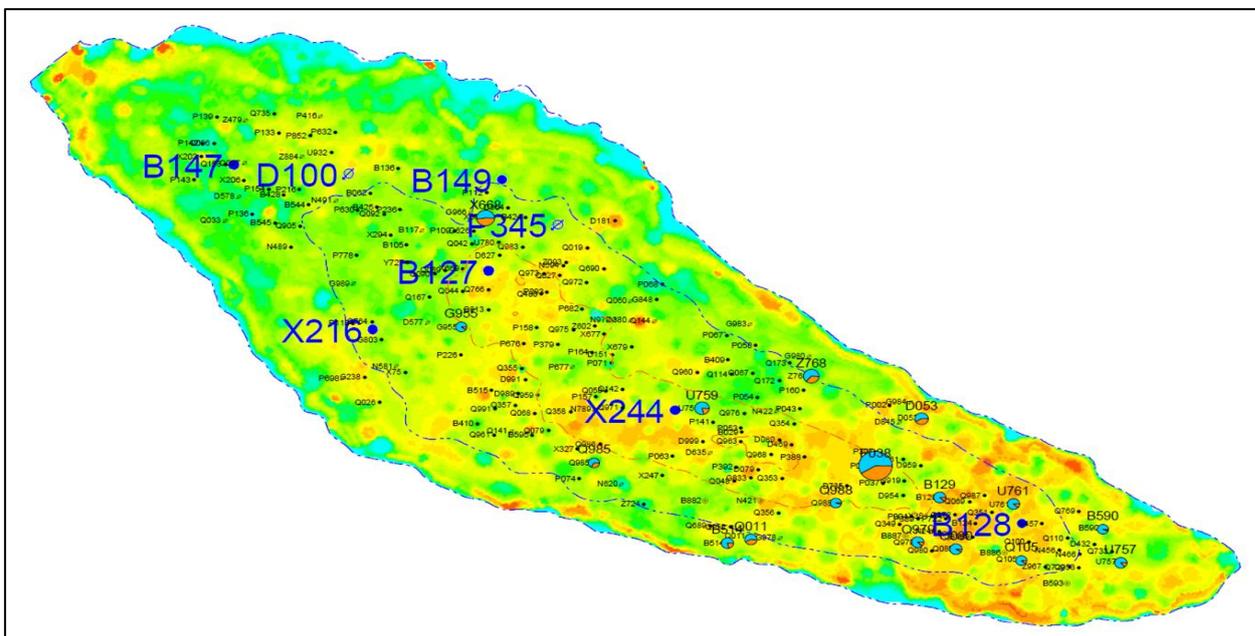


Рисунок 3.30 - Карта средних дебитов нефти за первый год эксплуатации с наложенной картой песчаности по Ю-17 горизонту

На рисунке 3.31 приводятся срезы по атрибутам спектральной декомпозиции по продуктивному горизонту Ю-17. В свою очередь атрибут подтвердил, как более крупные, так и относительно мелкие речные каналы.

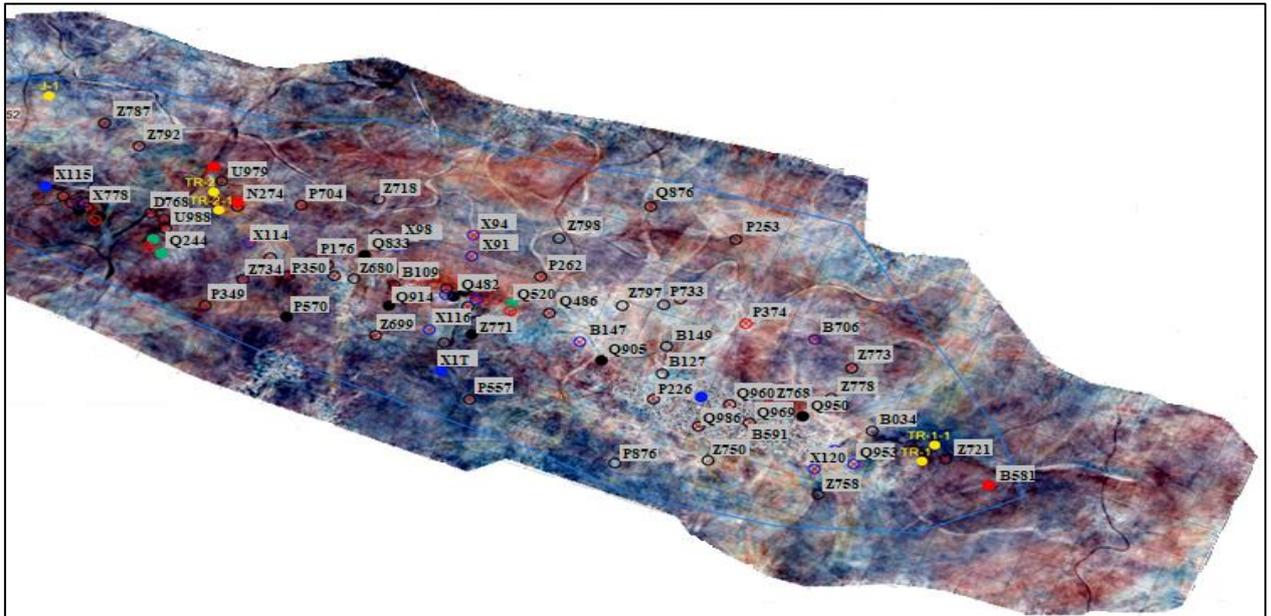


Рисунок 3.31 - Срез спектральной декомпозиции (30-40-50 Гц) вдоль продуктивного горизонта Ю-17

Ю-18 горизонт

При построении петрофизических моделей пластов-коллекторов Ю-18 горизонта месторождения Узень, учитывались данные керн по 9 скважинам.

На рисунке 3.32 приводится структурная карта продуктивного горизонта Ю-18 в отложениях средней юры. Структурный план в целом аналогичен вышележащему продуктивному горизонта Ю-17. Отличие связано с размерами и амплитудами. Данный горизонт вытянут в субширотном простирании, осложнен малоамплитудными тектоническими нарушениями, как субширотного, так и субмеридионального простирания. Стоит отметить, что с углублением на нижележащие горизонты размер нашей петрофизической модели уменьшается.

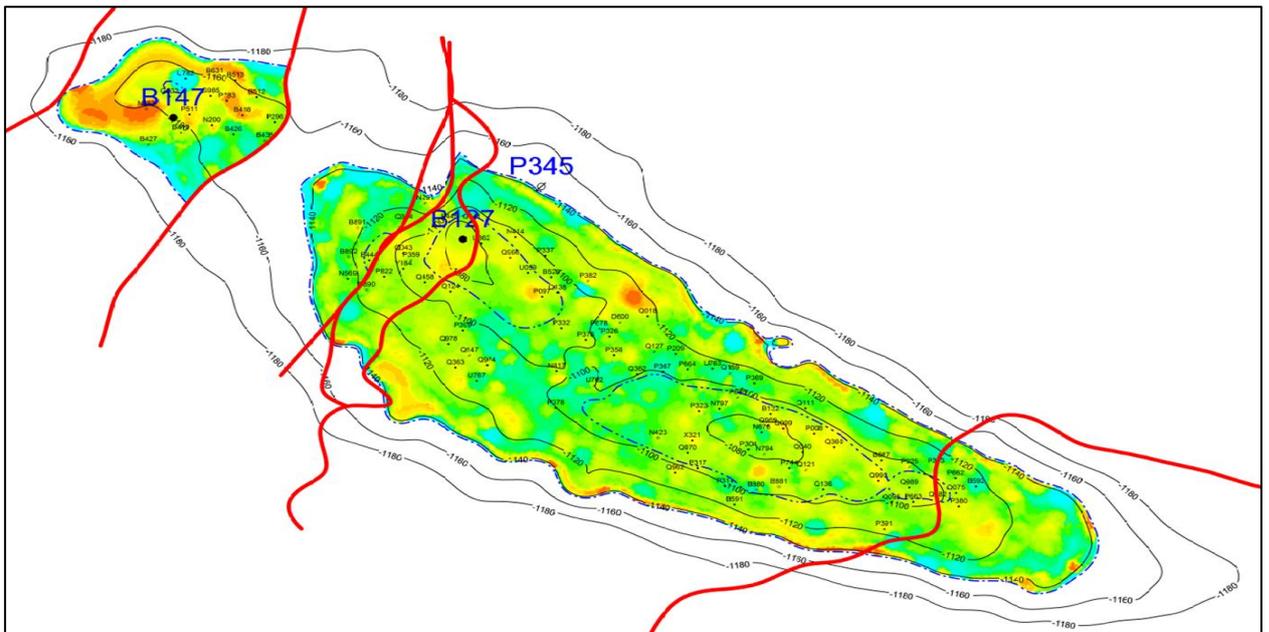


Рисунок 3.32 - Распределение песчаных коллекторов с улучшенными и ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами по Ю-18 горизонту

Результаты изучения кернового материала показывают, что в литологическом отношении породы данного горизонта сложены преимущественно песчаниками и алевролитами, также встречаются смешанные породы (глинисто-алеврито-песчаные и глинисто-песчано-алевритовые, также это подтверждается данными ГИС (рисунок 3.33).

В комплексе каротажных данных по линии скважин В147-Р380-Q364-Р367 наглядно демонстрируются пласты коллектора с разными ФЭС. Качества кривых ПС и ГК идентичны, ярко выделяются песчаники, алевролиты и смешанные породы, а также уплотненные породы. Толщина 18 горизонта в целом выдержана по площади и среднее значение ее равно 45-50м. Эффективная мощность нефтенасыщенных пластов – коллекторов варьируется в пределах 19 до 32м.

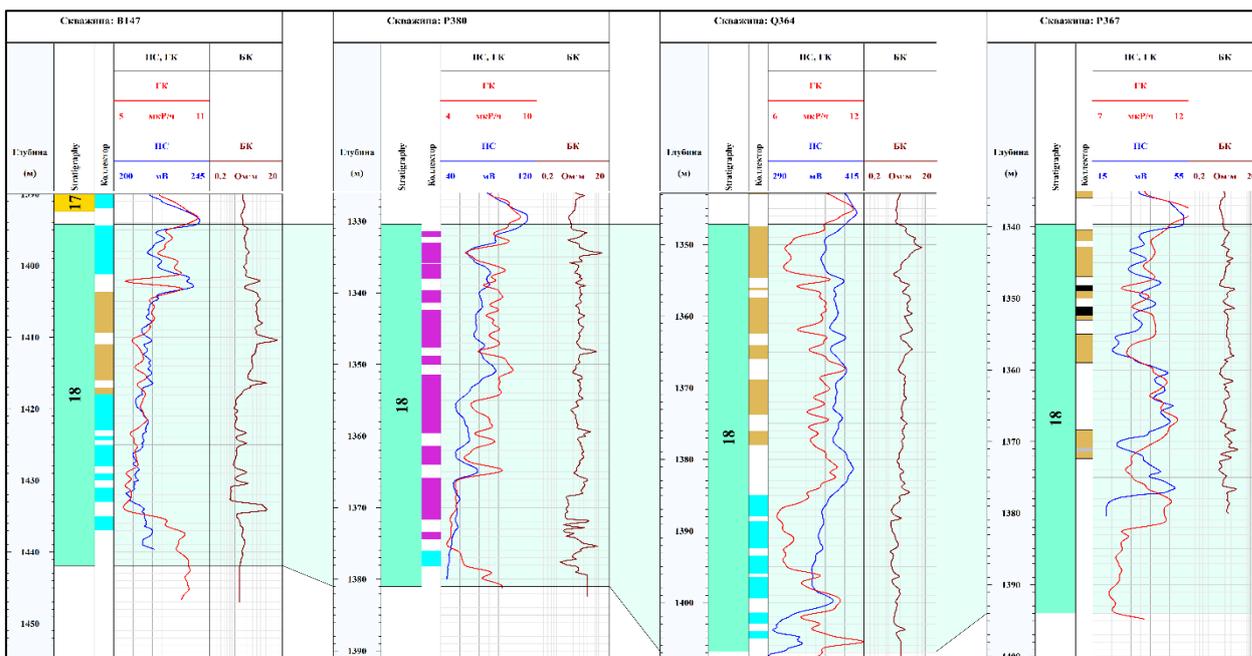


Рисунок 3.33 - Распределение коллекторов с разными ФЕС по Ю-18 горизонту

Среди песчаников и песков по структуре различаются мелко - и разномерные различия, при преобладании в разрезе первых.

Песчаники и пески буровато-серые и светлые, средней плотности, в основном мелкозернистые и однородной, массивной текстурой. Песчаники слабо сцементированные переходят в рыхлые пески с мелкими свободными порами. Мелкозернистые песчаники и пески в различной степени алевритистые и глинистые.

В целом, песчаник и пески обладают чаще хорошими коллекторскими свойствами.

Пилитовые фракции (с содержанием от 3,0 до 45,45%) вместе с алевритом расположены между песчаными коллекторами и связывают их.

Результатов макроописания по алевролитам и алевритам 18 горизонта отсутствуют. Однако можно предположить, что они аналогичны с 17 горизонтом, так как горизонт Ю-18 отделяется четким глинистым пережимом небольшой толщины от вышележащего 17 горизонта.

Таким образом, основными коллекторами нефти 18 горизонта являются песчаники, пески, алевролиты, алевриты и переходные между ними смешанные породы. В алевро-пелитах ёмкостные и фильтрационные свойства резко ухудшаются.

На рисунке 3.34 можно наглядно увидеть, как распространяется пористость по всему 18 горизонту. В целом оцениваются коллекторы 18 горизонта как коллекторы со средними фильтрационно-ёмкостными свойствами, пористость варьируется в пределах 12,5-20%, а проницаемость не превышает и 320мД. Однако, местами ярко выражаются виде ярких пятен коллекторы с увеличенной пористостью (16-20%) и проницаемостью (10-320 мД) по данным ГИС (рисунок 3.21-3.22). Но основным отличием пластов-

коллекторов данного горизонта в отличие от других, является то что пористость не превышает 20%, а проницаемость 320 мД. Исходя из этого, можно утверждать, что фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов Ю-18 горизонта являются среднего качества.

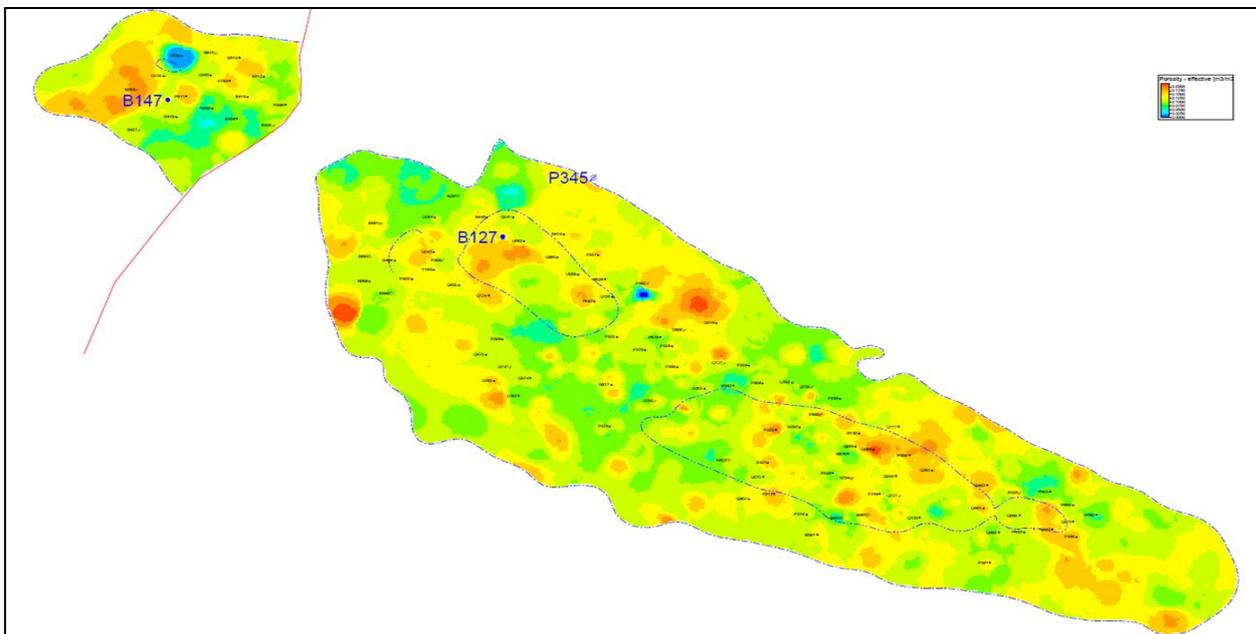


Рисунок 3.34 - Карта распространения пористости по Ю-18

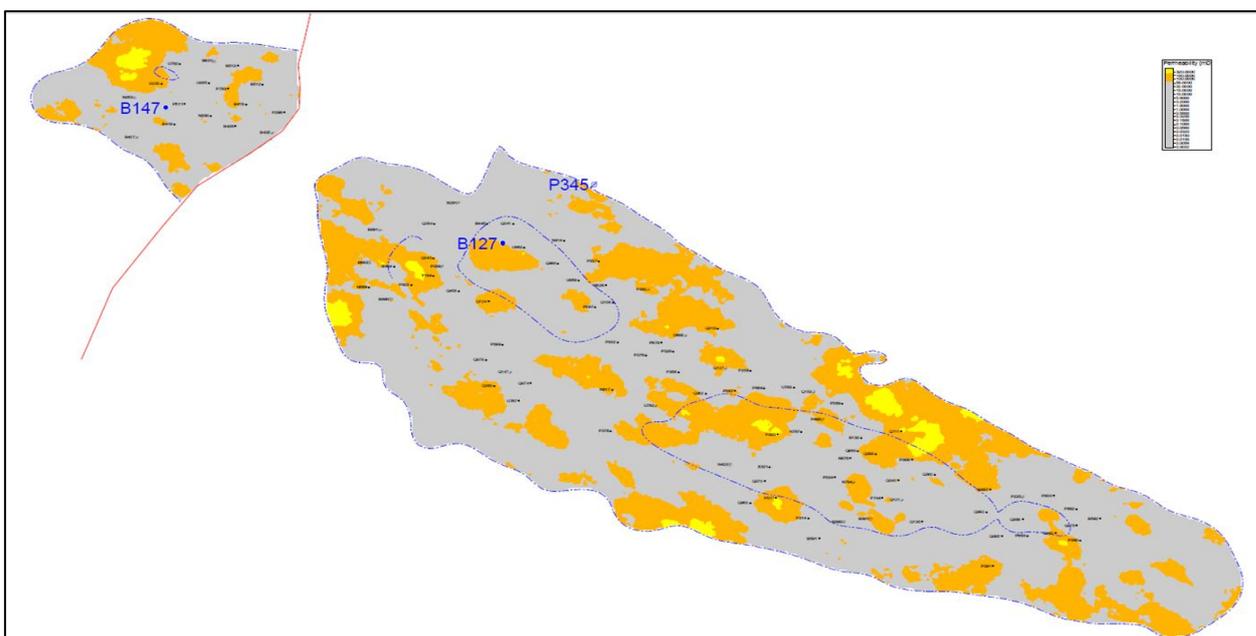


Рисунок 3.35 - Карта распространения проницаемости по Ю-18

При наложении карт распространения пористости, проницаемости и песчаности на карту средних дебитов углеводородов за первый год эксплуатации отчетливо наблюдается ситуация, в скважинах, пробуренных на Ю-18 горизонт, не выявлены прямые корреляционные связи между дебитами и фильтрационно-емкостными свойствами пород (рисунок 3.33).

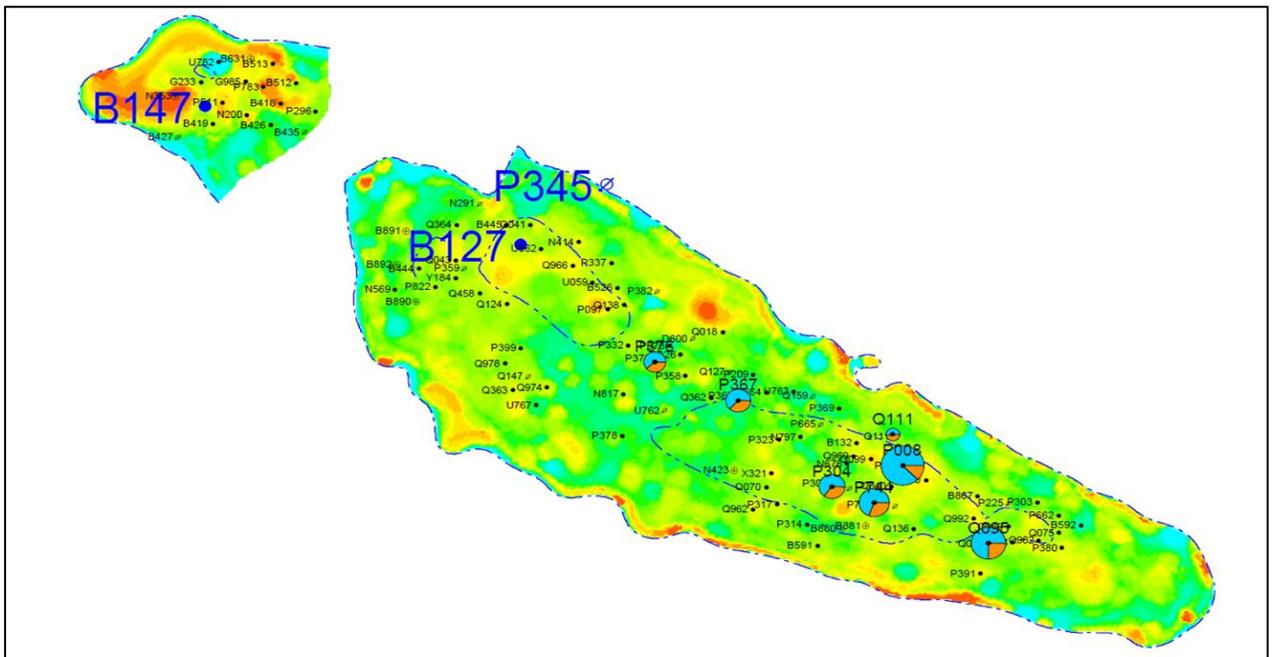


Рисунок 3.36 - Карта средних дебитов нефти за первый год эксплуатации с наложенной картой песчаности по Ю-18 горизонт

На рисунке 3.37 приводится срез по атрибутам спектральной декомпозиции по продуктивному горизонту Ю-18. В свою очередь атрибут подтвердил, что в пределах участка работ заметны речные каналы.

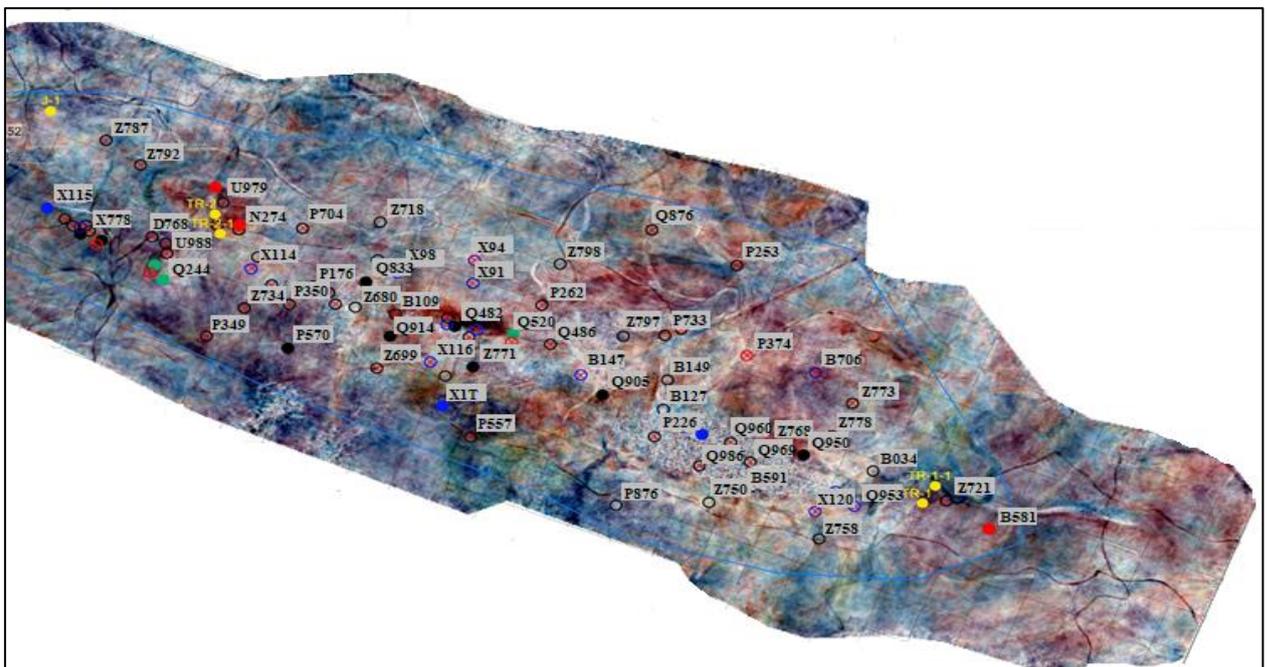


Рисунок 3.37 - Срез спектральной декомпозиции (30-40-50 Гц) вдоль продуктивного горизонта Ю-18

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертационной работе были построены петрофизические модели фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов 13-18 горизонта на месторождении Узень. Петрофизическая модель терригенных пластов получена путем систематизации комплексных геолого-геофизических исследований и структурного анализа терригенных отложений по данным ГИС с привлечением результатов изучения керна. Описаны карты распространения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов (песчанистость, пористость и проницаемость). В целях снижения различных факторов, проведен анализ сопоставления продуктивности с ФЕС. Таким образом, благодаря анализу получены положительные результаты. Достоверность полученных результатов и выводов подтверждается, прежде всего, имеющимся материалом результатов бурения и промысловыми данными скважин.

Построение петрофизические модели фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов была выполнена в программном пакете «Petrel» привлечением данных ГИС по более чем 7000 скважинам.

Коллекторами нефти в породах Ю-13, 14, 15, 16, 17 и 18 горизонтов являются песчаники, пески, алевролиты, алевроиты и смешанные разности пород с вертикальной и латеральной литологической изменчивостью, что является следствием их формирования в сложной обстановке флювиальных равнин и прибрежно-морского мелководья, в условиях удаленности областей денудации.

Тектонические нарушения, осложняющие геологическую конструкцию ориентированы ортогонально структурному плану, что рассматривается как критерий их сложной многоэтапной истории геологического развития.

Ю-13 горизонт сложен преимущественно смешанными типами пород, реже в разрезе встречаются тонкие прослой песчаников, песков и алевролитов. Консолидируются они в тела, морфологически выраженные палеоруслами, направление которых не контролируется структурным планом по данному горизонту и в большей мере ортогональны ему. В контуре палеорусел терригенные пласты – коллектора имеют однородную структуру и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства. В пробуренных скважинах отмечаются увеличенные дебиты нефти. За контурами палеорусел породы Ю-13 горизонта проявляют ухудшенные коллекторские свойства, связанные с появлением в их составе тонких глинистых прослоев. Наблюдается снижение дебитов нефти.

Ю-14 горизонт сформирован преимущественно песчаниками и алевролитами, реже в разрезе встречаются смешанные разности пород. Породы – коллектора имеют площадное развитие и привязаны к гипсометрическому плану по этому горизонту. В центральном блоке и в юго-восточной части структуры по горизонту Ю-14 выявлены песчаные тела, с увеличенной пористостью и проницаемостью.

Ю-15 горизонт сформирован преимущественно песчаниками и алевролитами, реже в разрезе встречаются смешанные разности пород. Песчаные тела выявлены в центрально-восточном блоке структуры. В основном наблюдается распространение пластов-коллекторов со средними фильтрационно-емкостными свойствами.

Ю-16 горизонт сформирован преимущественно песчаниками и алевролитами, реже в разрезе встречаются смешанные разности пород. В данной структуре прослеживается улучшение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов с запада на восток. Однако, пласты-коллектора имеют среднюю проницаемость по всей площади.

Ю-17 и Ю-18 горизонты сформированы преимущественно песчаниками и алевролитами, реже в разрезе встречаются смешанные разности пород. фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов оценивается как среднее, низкая проницаемость, пористость не превышает 20%.

Однако, в скважинах пробуренных в Ю-14, 15, 16, 17 и 18 горизонтов, не выявлены прямые корреляционные связи между дебитами и фильтрационно-емкостными свойствами пород.

Таким образом, по результатам выполненных работ на площади Узень, хочется отметить что каждый горизонт по своему индивидуален.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. Элланский М.М. –Москва: РГУ НГ, 2001г.
- 2 Подсчет запасов нефти и газа 13-18 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области, АО «КазНИПИмунайгаз», Актау, 2006г.
- 3 Проект разработки месторождения Узень (13-18 горизонты), АО «КазНИПИмунайгаз», Актау, 2006г.
- 4 Отчет по обоснованию методики интерпретации результатов геофизических исследований в открытом стволе скважин месторождения Узень Мангистауской области, Филиал «Инженерный Центр» АО РД «Казмунайгаз», Актау, 2009 г.
- 5 Оценка эффективных толщин сложнопостроенных коллекторов по результатам комплексных исследований ГИС, ГДИС, опробования и лабораторных исследований керна 10 оценочных скважин юрских продуктивных горизонтов месторождений Узень и Карамандыбас, АО «КазНИПИмунайгаз», Актау, 2014г.