

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Геолого-геофизическая и фациально-петрофизическая характеристика пласта Ю₁³ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения
<u>УДК 553.98.08:550.3.05(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2 ТМ71	Сун Гу Сик		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД, ИШПР	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Коровин М.О.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.,		

Результаты освоения ООП

Код	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки (специальности)		
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23</i>), <i>CDIO Syllabus</i> (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) , (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23</i>), <i>CDIO Syllabus</i> (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) , (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23</i>), <i>CDIO Syllabus</i> (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Р4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-20</i>), <i>CDIO Syllabus</i> (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами)

	ми, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов	<i>области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</i>
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-2; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ПК-1; ПК-2; ПК-8; ПК-16; ПК-18; ПК-21; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-4; УК-5; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-15; ПК-23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 1 – Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа		
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для кон-	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в

	клетного типа месторождений углеводородов	области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами), (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений), (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам); (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-3; УК-5; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-15; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-23</i>), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-8; ПК-12; ПК-13; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21</i>), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Профиль 2. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений		
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-4; ОПК-1; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-5; ПК-6; ПК-12; ПК-15; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-23</i>), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (<i>УК-1; УК-2; УК-3; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-</i>

	при добыче нефти, газа и газового конденсата	23), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2; УК-3; УК-4; УК-6; ОПК-1; ОПК-2; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22), CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2...), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов: (40.178 Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами) , (40.116 Специалист по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под избыточным давлением, и/или подъемных сооружений) , (40.011 Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам) ; (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата) , (19.021 Специалист по промысловой геологии)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Сун Гу Сик

Тема работы:

того-геофизическая и фашиально-петрофизическая характеристика пласта Ю ₁ ³ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.	
Утверждена приказом директора ИШПР	№7340/с от 19.07.19

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.08.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Комплекс геофизических исследований скважин Геологическое описание казанского нефтегазоконденсатного месторождения Гидродинамическая модель целевого пласта
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Расчёт петрофизической модели Выделение границы высокопродуктивной зоны месторождения Определение степени связанности коллектора Построение карты фаций Оценка влияния связанности коллектора на разработку месторождения
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунок 1. Фашиальная (а) и фильтрационно-емкостная (б) неоднородность пласта Ю ₁ ²

	<p>Малореченского месторождения нефти (Томская область).</p> <p>Рисунок 2. Характеристика неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств пласта Ю₁² Малореченского месторождения.</p> <p>Рисунок 3. Расположение Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.</p> <p>Рисунок 4. Стратиграфический разрез Западной Сибири нефтегазоносной провинции.</p> <p>Рисунок 5. Литолого-стратиграфический разрез Казанского месторождения.</p> <p>Рисунок 6. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты.</p> <p>Рисунок 7. Палеорельеф эрозионной поверхности доюрского комплекса к началу формирования юрских отложений.</p> <p>Рисунок 8. Палеорельеф к началу формирования верхов тюменской свиты (а) и фациальные обстановки седиментации (б).</p> <p>Рисунок 9. Палеорельеф к началу формирования подугольной толщи васюганской свиты.</p> <p>Рисунок 10. Палеорельеф к началу формирования надугольной толщи васюганской свиты).</p> <p>Рисунок 11. Связь между общей и эффективной толщиной пласта Ю₁².</p> <p>Рисунок 12. Карта расположения скважин на месторождении, где красным цветом отмечены скважины с исследованием кернового материала.</p> <p>Рисунок 13. Пример комплекса ГИС, на которой выделен карбонатный прослой (синим).</p> <p>Рисунок 14. График зависимости проницаемости от пористости по керну.</p> <p>Рисунок 15. Зависимость проницаемости от пористости для Казанского месторождения.</p> <p>Рисунок 16. Зависимость параметра пористости от пористости.</p> <p>Рисунок 17. Зависимость параметра насыщенности от водонасыщенности.</p> <p>Рисунок 18. Зависимость плотности от пористости.</p> <p>Рисунок 19. Зависимость плотности по керну от пористости.</p> <p>Рисунок 20. Зависимость скорости пробега волны от пористости.</p> <p>Рисунок 21. Зависимость скорости пробега в матрицы от пористости.</p> <p>Рисунок 22. Пример расчёта глинистости по скважине 28.</p> <p>Рисунок 23. Корреляция между керновыми данными и рассчитанными.</p> <p>Рисунок 24. Корреляция между керновой</p>
--	---

	<p>проницаемостью и рассчитанной проницаемостью.</p> <p>Рисунок 25. Пример расчёт проницаемости по скважине 28 различными методами.</p> <p>Рисунок 26. Корреляция между рассчитанной водонасыщенностью и керновой.</p> <p>Рисунок 27. Пример расчёта водонасыщенности.</p> <p>Рисунок 28. Критическая глинистость.</p> <p>Рисунок 29. Отношение проницаемость и динамической пористости.</p> <p>Рисунок 30. Отношение керновой пористости и проницаемости.</p> <p>Рисунок 31. График водонасыщенности и фракционного потока.</p> <p>Рисунок 32. Пример выделения высокопроницаемой пачки пласта Ю₁³ по скважине 28.</p> <p>Рисунок 33. Пример выделения высокопроницаемой пачки пласта Ю₁³ по скважине 87.</p> <p>Рисунок 34. Концептуальная модель пласта Ю₁³ (север-юг, с права на лево).</p> <p>Рисунок 35. Выделение высокопроницаемой пачки Ю₁^{3a} в целевом пласте Ю₁³.</p> <p>Рисунок 36. Выделение карбонатных пропластков в скважине 20.</p> <p>Рисунок 37. Выделение карбонатных пропластков в скважине 165.</p> <p>Рисунок 38. Распространение карбонатного пропластка в исследуемом пласте.</p> <p>Рисунок 39. Распространение карбонатных тел (вариант 1).</p> <p>Рисунок 40. Распространение карбонатных тел (вариант 2).</p> <p>Рисунок 41. Распространение карбонатных тел (вариант 3).</p> <p>Рисунок 42. Распространение карбонатных тел (вариант 4).</p> <p>Рисунок 43. Распространение карбонатных тел (вариант 5).</p> <p>Рисунок 44. Сравнение модельных и исторических данных по суточному дебиту.</p> <p>Рисунок 45. Суммарный дисконтированный денежный поток.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>профессор Ишков О.Ю</p>

Социальная ответственность	профессор Белозёров В.Б.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Литературный обзор – Literature review	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.07.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.,		01.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Сун Гу Сик		01.07.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Сун Гу Сик

Инженерная школа	Природных ресурсов (ИШПР)	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на бурение скважин в целях увеличения нефтедобычи</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы амортизационных отчислений</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>«Налоговый кодекс Российской Федерации», редакция от 29 декабря 2017</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценка влияния связанности коллектора на конечную прибыль от добычи нефти.</i>
<i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Создание экономической модели для оценки прибыльности проекта с учётом налоговых отчислений, капитальных и операционных затрат</i>
<i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Планирование бюджета на бурение новых скважин</i>
<i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Расчёт прибыли в зависимости от объёмов добычи нефти при различных условиях разработки.</i>

Перечень графического материала:

Суммарный дисконтированный денежный поток.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.07.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		02.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Сун Гу Сик		02.07.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2ТМ71	ФИО Сун Гу Сик
------------------------	--------------------------

Инженерная школа	Природных ресурсов (ИШПР)	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i></p> <p><i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i></p> <p><i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></p> <p><i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></p>	<p><i>Рабочая зона – объекты Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. Вредные факторы – метеословия, вредные вещества, освещение, электромагнитные поля. Опасные факторы – пожар, взрыв, температурное воздействие, высокие давления.</i></p> <p><i>Негативное воздействие на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы. Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы, химическое отравление.</i></p>
<p><i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</i></p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <p><i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i></p> <p><i>действие фактора на организм человека;</i></p> <p><i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <p><i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i></p>	<p><i>Анализ вредных факторов.</i></p> <p><i>Физико-химическое вредные вещества: выбросы при бурении, влияние ветра на организм.</i></p>
<p><i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последо-</i></p>	<p><i>Анализ опасных факторов.</i></p> <p><i>Механические факторы: вибра-</i></p>

<p>вательности механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</p>	<p>ции, шумы; беруши, наушники. Термические опасности: трубопроводы высокой температуры, СИЗ Электробезопасность: ЛЭП, трансформаторы; СИЗ.Пожаровзрывобезопасность: Места с высокой концентрацией газа; периодические проверки; ИСЗ; огнетушители.</p>
<p>Охрана окружающей среды: защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод. Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления. Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>Защита в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p>	<p>Возможные ЧС на объектах Казанского нефтегазоконденсатного месторождения: пожары, взрывы, отравления вредными веществами. Меры по предупреждению химических отравлений. Меры предосторожности при различных путях поступления вредных веществ в организм. Ликвидация ЧС.</p>
<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов. Организация мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.07.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозёров В.Б.	д-р Г.-м. Н.		03.07.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Сун Гу Сик		03.07.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная Школа Природных Ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования магистратура
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.07.2019	Введение, Литературный обзор	5
05.07.2019	Геологическая изученность месторождения	5
10.07.2019	Изучение геологического строения исследуемого пласта	10
15.07.2019	Расчёт петрофизической модели исследуемого пласта	15
25.07.2019	Построение карты фаций	15
29.08.2019	Оценка влияния распределения карбонатных тел на разработку исследуемого пласта	15
10.08.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
12.08.2019	Социальная ответственность	10
13.08.2019	Заключение	5
14.08.2019	Приложение на иностранном языке	5
15.08.2019	Оформление работы	5
	ИТОГО	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		01.07.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		01.07.2019

РЕФЕРАТ

Магистерская работа объемом 115 страниц включает 49 рисунков, 8 таблиц, 21 источник и 2 приложения.

Ключевые слова: петрофизическая модель, геофизические исследования скважины, связанность коллектора, высокопродуктивная зона, карта фаций, распространение карбонатного тела, влияние на разработку, корреляционная панель.

Объектом исследования является пласт Ю₁³ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы: выделение границы высокопродуктивной зоны, выделение карбонатных прослоев и границ их распространения, построение карты фаций, оценка влияния распространения карбонатных тел на разработку.

Актуальность работы: в данной работе были построены фациальные карты, на которых выделена граница высокопродуктивной зоны пласта и граница распространения карбонатного тела, а также оценено влияния связанности коллектора на разработку целевого пласта, которая раньше при разработке не учитывалась.

Область применения: месторождение в котором обнаружено наличие непроницаемого пропластка, а также зона высокой продуктивности.

Экономическая эффективность/значимость работы: оценка влияния связанности коллектора на разработку целевого пласта, на суммарную добычу и возможную прибыль от добытой нефти.

Магистерская диссертация выполнена при использовании ПО TechLog, Tempest, Petrel, а также пакет Microsoft Office 2016 (Excel и Word).

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования скважины

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НДПИ –налог на добычу полезных ископаемых

NTG – Net to Gross (песчанистость)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	19
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	20
2. АДМИНИСТРАТИВНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	24
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	25
3.1. Стратиграфия	26
3.2. Юрские отложения	27
4. ТЕКТОНИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	30
5. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	32
6. ПРОБЛЕМАТИКА ПРОЕКТА	41
7. ЗАДАЧИ ПРОЕКТА	42
8. ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОГО ПЛАСТА	43
9. РАСЧЁТ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ИССЛЕДУЕМОГО ПЛАСТА	47
9.1. Расчёт основных петрофизических констант	47
9.2. Оценка глинистости	56
9.3. Расчёт пористости	58
9.6. Расчёт параметров отсечения	65
9.6.1. Критическая глинистость	65
9.6.2. Критическая проницаемость	66
9.6.3. Расчёт критической пористости	67
9.6.4. Критическая водонасыщенность	68
9.7. Итоги расчёта петрофизической модели	69
10. ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ФАЦИЙ	73
11. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ТЕЛ НА РАЗРАБОТКУ ИССЛЕДУЕМОГО ПЛАСТА	82
12. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	88
12.1. Входные данные и допущения	88
12.2. Модель денежного потока	89

12.3.	Капитальные затраты	90
12.4.	Операционные затраты.....	90
12.5.	Налоговые отчисления.....	91
12.6.	Результаты расчёта чистого дисконтированного дохода	91
13.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	94
13.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	94
13.2.	Специальные правовые нормы трудового законодательства ...	94
13.3.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.....	95
13.4.	Производственная безопасность	96
13.5.	Анализ опасных и вредных производственных факторов	98
13.5.1.	Метеоусловия	98
13.5.2.	Повреждения, вызванные контактами с насекомыми.....	98
13.5.3.	Недостаточная освещенность рабочей зоны	98
13.5.4.	Повышенный уровень шума.....	99
13.5.5.	Опасность падения с высоты.....	99
13.5.6.	Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне ...	99
13.5.7.	Опасные факторы при сварочных работах	100
13.6.	Обоснование мероприятия по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов	100
13.6.1.	Метеоусловия	100
13.6.2.	Повреждения, вызванные контактами с насекомыми.....	100
13.6.3.	Недостаточная освещенность рабочей зоны	101
13.6.4.	Повышенный уровень шума.....	101
13.6.5.	Опасность падения в высоты	101
13.7.	Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне.....	102
13.8.	Опасные факторы при погрузочно-разгрузочных работах.....	102
13.9.	Опасные факторы при сварочных работах	103
13.10.	Анализ влияния на окружающую среду.....	103
13.10.1.	Воздействия на литосферу.....	103
13.10.2.	Воздействие на состояние атмосферного воздуха.....	104

13.10.3.	Воздействие на поверхностные и подземные водные объекты	104
13.11.	Обоснование мероприятия по защите окружающей среды ..	105
13.11.1.	Мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу.....	105
13.11.2.	Водоохранные мероприятия	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	107
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	108
	Приложение А.....	111
	Приложение Б	115

ВВЕДЕНИЕ

Эффективная разработка нефтяных и газовых месторождений напрямую зависит от геологической изученности залежи. Важно понимать, что из себя представляет исследуемый коллектор, какими породами сложен, обстановку осадконакопления.

Также на эффективную выработку месторождения огромное влияние оказывают ФЕС, так как при высокой неоднородности коллектора, разработка будет происходить неравномерно, будут появляться зона с высокой остаточной нефтенасыщенностью, что впоследствии ведёт к дополнительным затратам для выработки таких зон.

Таким образом, полнота геологической изученности, выявление зон с лучшими и худшими свойствами, выявление наличия непроницаемых пачек вносят значимый вклад в стратегию разработки. Выбор сетки скважин, виды скважин, их расположение, заканчивание скважин напрямую зависит от геологического состояния месторождения.

В данной работе объектом исследования является продуктивный пласт Ю₁² Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, в дальнейшем индексации Ю₁² будет изменена на Ю₁³. Целевой пласт относится к юрским отложениям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции васюганской свиты. В ходе исследования будет проведён фациальный анализ исследуемого пласта, выделена граница высокопродуктивной зоны, а также проведена оценка влияния связанности коллектора на разработку.

1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

В современном мире жизнь невозможно представить без нефти и газа, а также без продуктов их переработки. Эффективность добычи углеводородов тесно связана с эффективной стратегией разработки месторождений, которая в свою очередь напрямую зависит от геологической обстановки месторождения. Также на эффективную выработку месторождений ключевую роль играют свойства коллекторов, которые также будут определять стратегию разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, а именно нужно ли применять различные МУН, когда их нужно проводить, и как часто необходимы проведения тех или иных операций по увеличению нефтеотдачи.

Учитывая тот фактор что эффективность добычи зависит от адекватной стратегии разработки, которая строится на основе геологической модели, то анализ геологического строения пород коллектора месторождения имеет одну из ключевых ролей на дальнейший результат. Понимание каким именно образом происходило напластование пород коллектора, обстановка осадконакопления, выявление зон с лучшими и худшими фильтрационно-ёмкостными свойствами имеет весомую роль в стратегии разработки месторождения.

Фильтрационно-ёмкостные неоднородные свойства, которые базируются на литолого-седиментационной характеристике коллектора можно разбить на несколько типов [1]:

- Из-за фациальной неоднородности формирования коллектора;
- Из-за изменения гранулометрии пород коллектора по всему месторождению, так называемая макронеоднородность;
- Неоднородность фильтрационно-ёмкостных свойств, связанная с неоднородностью напластования пластов коллектора;
- Неоднородность свойств, связанная с направленностью частиц породы коллектора, которая определяется на микроуровне.

Данные типы неоднородности коллекторов будут влиять на общее понимание строения месторождения, выявление лучших и худших свойств пласта коллектора, распространение фациальных тел, например, карбонатных или угольных слоёв.

Фациальная неоднородность будет влиять на дальнейшее представление об резервуаре, либо как об едином целостном теле или же наоборот, которое имеет достаточно высокую или низкую степень изменчивости по латерали, на которую влияет обстановка осадконакопления. Также как можно заметить, что если даже и в теле коллектора находятся прослои карбонатов или аргиллитов, которые могут быть малой мощности, но являются непроницаемыми, то они могут сыграть существенную роль в связанности коллектора (Рисунок 1.1), разобщать тела и в дальнейшем разрабатывать их как отдельные объекты, не зависящие друг от друга [1, 2].

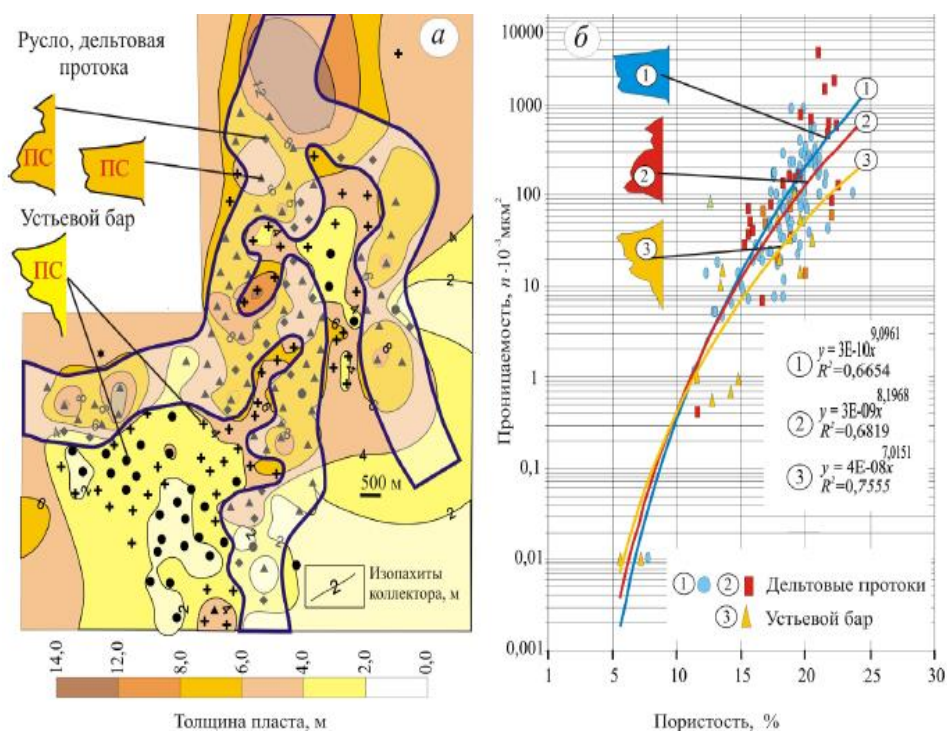


Рисунок 1.1 – Фациальная (а) и фильтрационно-емкостная (б) неоднородность пласта Ю₁² Малореченского месторождения нефти (Томская область) [1].

Макронеоднородность тесно связана с изменением пород в гранулометрическом составе в коллекторе, которая в свою очередь влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства пород коллектора. Такая неоднородность в первую очередь влияет на объём притока и на радиус охвата разработки продуктивного пласта, также это определяет зону притока по вертикали, что также не мало важно при разработке месторождения. Очень важно понимать, что при использовании различных МУН фильтрационно-ёмкостные свойства будут определять эффективность применяемых методов.

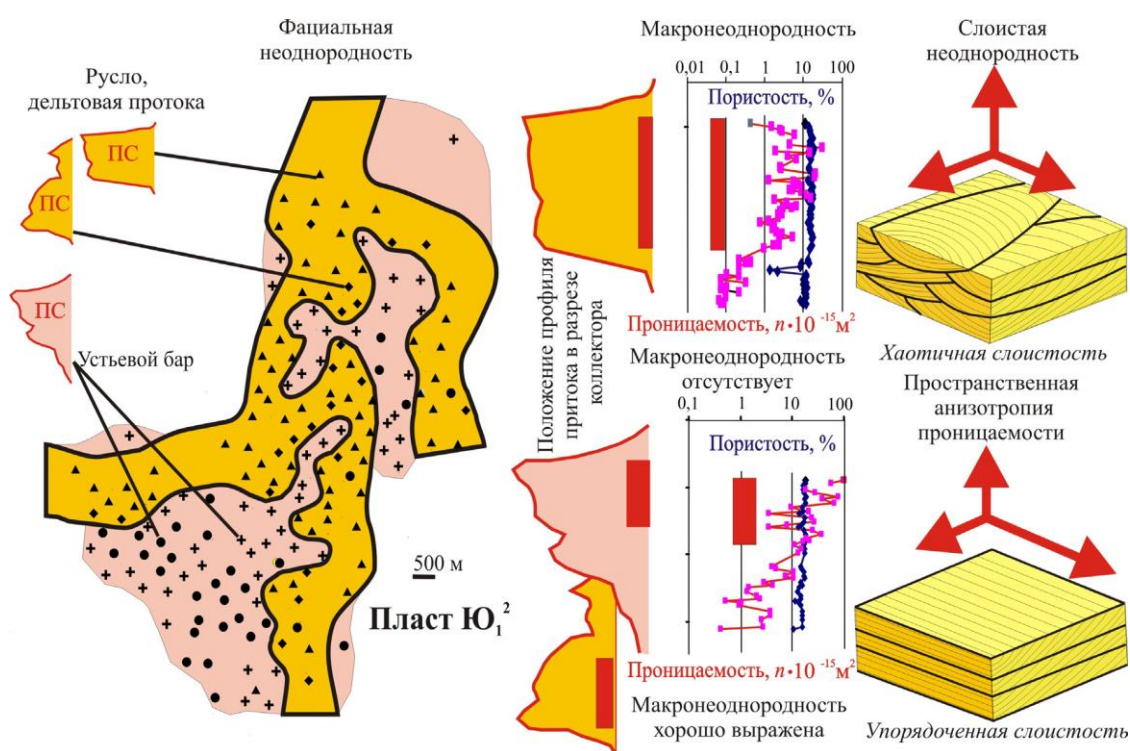


Рисунок 1.2. Характеристика неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств пласта Ю₁² Малореченского месторождения [1].

Слоистая же неоднородность влияет на степень сопротивления вертикальной сообщаемости по всему разрезу продуктивного интервала (Рисунок 1.2). Данная неоднородность определяет величину вертикальной анизотропии и влияет на объёмы добываемого флюида и на стратегию разработки [2].

Неоднородность свойств, связанная с направленностью частиц породы коллектора, определяет проницаемость, а именно как показывают исследова-

ния, то сопротивления гидравлическому потоку в разы меньше вдоль удлинения зёрен, чем перпендикулярно [2].

Как было сказано ранее, фильтрационно-ёмкостная неоднородность коллектора продуктивных пластов имеют значимую роль на разработку месторождения. Данная неоднородность будет определять расположение и тип сетки скважин, влияет на заводнение пласта и возможное увеличение коэффициента извлечения [3].

Геолого-литологический анализ и выделение районов различных фаций тесно связано с детальным изучением керна, полученного с месторождения, а также с исследованием комплекса ГИС, который проводится в скважинах. Выявление определённых закономерностей, которые характеризуют ту или иную обстановку осадконакопления, вычленение признаков лучших и худших свойств пласта. Зная обстановку осадконакопления, при котором образовывался коллектор, будут определять свойства в той или иной части резервуара, направленность анизотропии, степень её распространения [4].

Важность изучения геологической неоднородности имеет влияние и на построение фациально-литологических карт месторождения. К примеру, на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении в скважинах обнаруживаются наличие карбонатов. Понимание распространения карбонатных тел будет влиять на разработку, а именно есть ли связанность этих тел или же они образовались вторичным путём и представляют собой самостоятельные тела в виде линз. Понимание границ распространения тел будет предопределять применение различных типов МУН.

Также на данном месторождении выявляется зона повышенных фильтрационно-ёмкостных свойств, граница которых на сегодняшний день до конца не определена. Это будет влиять, какой район разрабатывать первым, как расположить сетку скважин, её плотность, тип бурения скважин.

2. АДМИНИСТРАТИВНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение на территории Томской области в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в Парабельском районе (Рисунок 2.1).

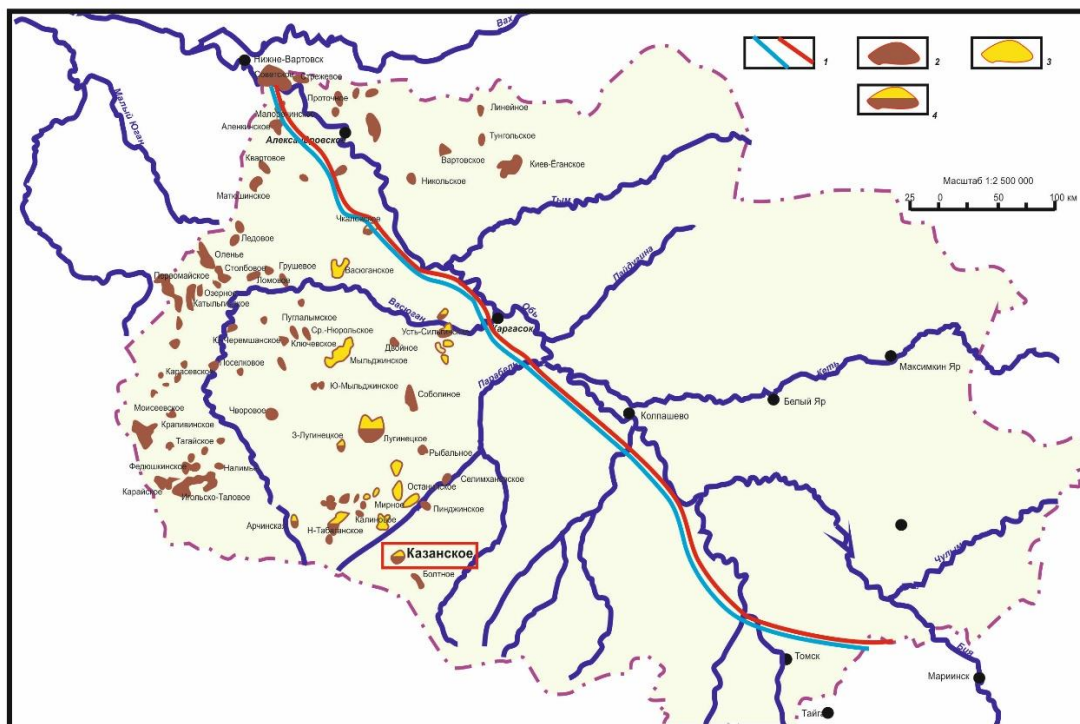


Рисунок 2.1 – Расположение Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. [6]

3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Как было указано ранее, Казанское нефтегазоконденсатное месторождение располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской провинции. Нефтегазоносные пласты приурочены к верхнеюрским и верхней части среднеюрским терригенным отложениям в интервале 2280-2470 м, что характерно для Васюганской НГО (Рисунок 3.1).

Основными пластами для разработки месторождения являются пласты Ю₁¹ и Ю₁², которые отличаются достаточно высокой степенью изученности. Малой степенью изученности является пласт Ю₁³ Васюганской свиты, также малоизученны пласты Ю₃ и Ю₄ Тюменской свиты.

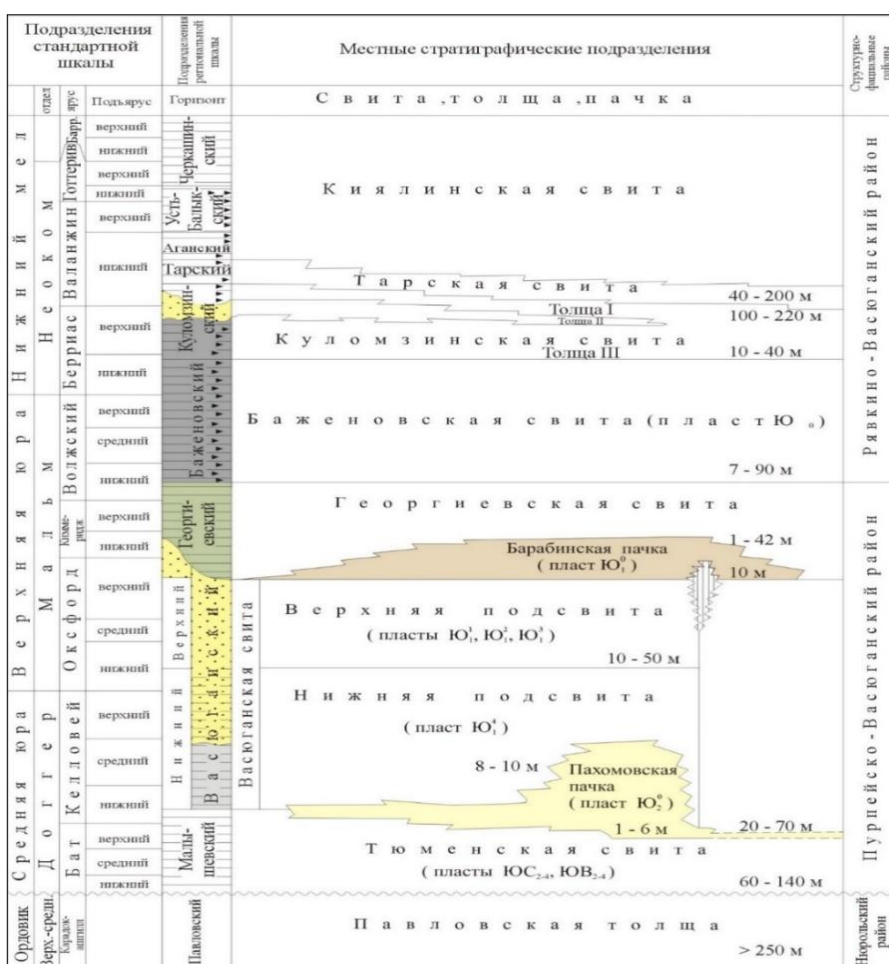


Рисунок 3.1 – Стратиграфический разрез Западной Сибири нефтегазоносной провинции [6].

3.1. Стратиграфия

Стратиграфический разрез Казанского месторождения представлен песчано-глинистыми породами мезозойско-кайнозойской эры, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского фундамента (Рисунок 3.2).

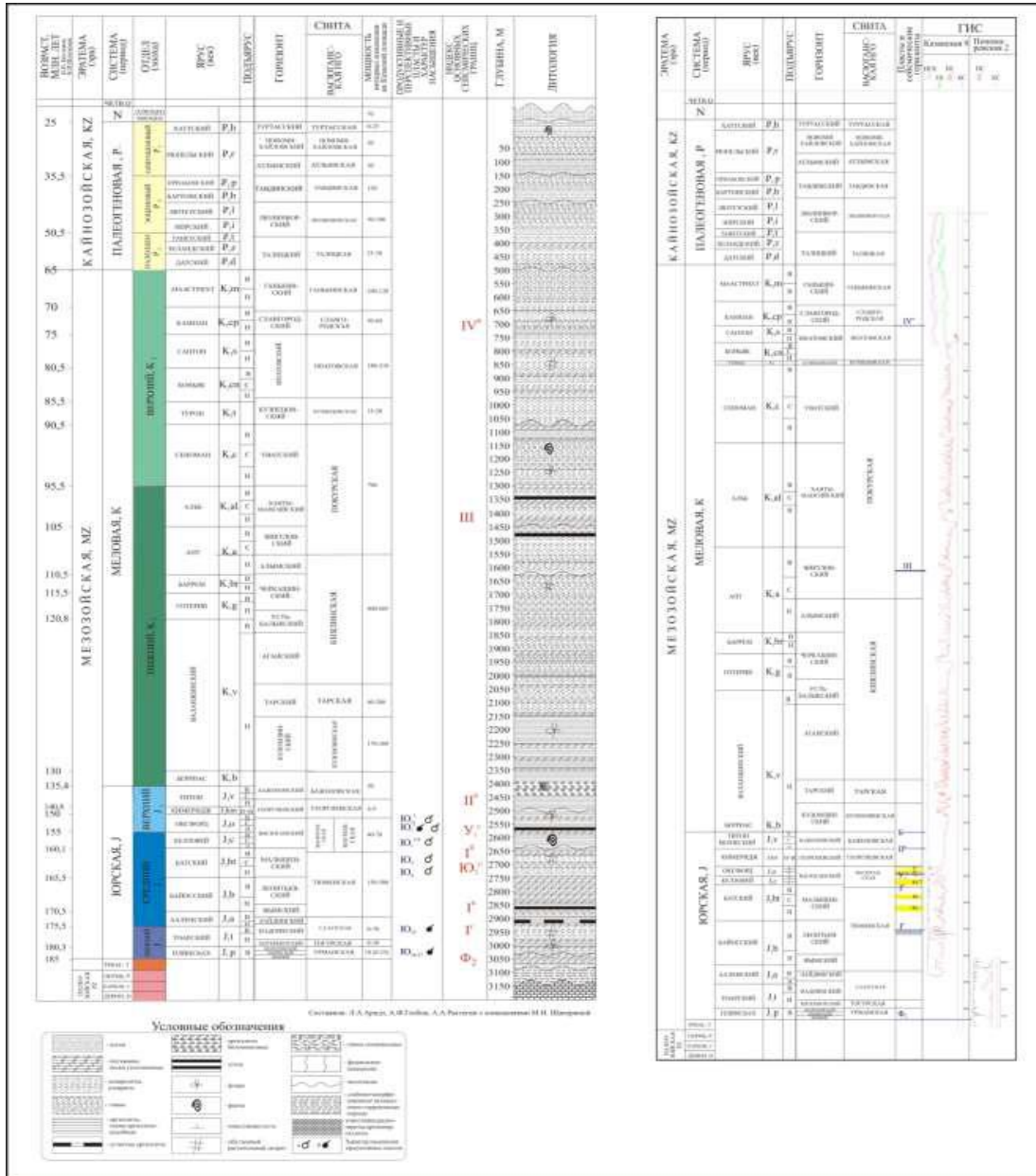


Рисунок 3.2 – Литолого-стратиграфический разрез Казанского месторождения [6].

3.2. Юрские отложения

Юрская система залегает на отложениях палеозойского фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием. Юрская система состоит из отделов: нижнего, среднего и верхнего. Нижний и средний отделы представлены терригенными горными породами урманской, тогурской и салатской свит, и ещё тюменская свита, которая представлена континентальными отложениями. Верхний отдел представлен отложениями континентальных, переходных, прибрежноморских и глубоководных пород васюганской, Георгиевской и Баженовской свит. Также отложения верхнего отдела характеризуется наличием трёх чередующихся платов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3-4}$ с прослоями глин и углей.

Васюганская свита залегает на породах тюменской свиты имея трансгрессивную обстановку осадконакопления. Литологически васюганская свита разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представлена глинистыми породами с небольшой мощностью песчаных прослоев. В среднем толщина данной подсвиты составляет 21-35 метров.

Верхняя подвита представлена переслаиванием песчанистых и глинистых (аргиллиты, алевролиты с прослоями углей и углистые аргиллиты) пород. Данная подсвита имеет в своём составе наличие три основных песчаных слоёв ($Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$), которые относятся к горизонту $Ю_1$.

Также верхнюю подсвиту васюганской свиты разделяют на две пачки: надугольную и подугольную. Данное разделение связано с регрессивным и трансгрессивным циклами осадконакопления во времена образования верхней подсвиты васюганской свиты.

Надугольная пачка залегает под георгиевской свитой и на угольном пласте $У_1$. Формирование песчаных пластов надугольной пачки проходило в полифаціальных условиях, которые также разделяются на два основных пласта: $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$. Песчаные породы верхней подсвиты надугольной пачки

представлены мелкозернистыми и полимиктовыми осадками. Между пластами Ю₁¹ и Ю₁² имеется прослой глин (аргиллиты и алевролиты) с небольшим содержанием известковых осадков, который подстилается маломощным угольным прослоем. Данный прослой является реперным, разделяющий два песчаных пласта, и хорошо прослеживается во всех скважинах, пробуренных на месторождении.

Пласт Ю₁¹ представлен палевошпатово-кварцевым песчаником, который по окраске светло-серый, а по размерности зёрен мелкие и средние. В состав цемента песчаника включаются минералы: каолинит, гидрослюда, хлорит в ассоциации с кальцитом и сидеритом [6]. На юге и на западе месторождения пласт отсутствует в связи с постседиментационным размывом. Максимальная мощность пласта Ю₁¹ составляет 10 метров по данным пробуренных скважин.

Пласт Ю₁² является нижним пластом надугольной пачки, который представлен крепкоцементированным песчаником мелкой и средней размерности зёрен. Также данный пласт характеризуется наличием карбонатных прослоев, который мало изучен и на сегодняшний день не имеется чёткого представления о связанности карбонатов на месторождении. В песчанике пласта Ю₁² по составу преобладают кварцевые полевошпаты и полимиктовые аркозы с цементом состоящих из глин, реже из карбонатов. Толщина пласта на месторождении варьируется от 6 до метров с юга на север. Также по данным ГИС и по керновым исследованиям в северной части месторождения пласт Ю₁² делится на две пачки: высоко и низко проницаемую. Верхняя пачка пласта обычно индексируется как Ю₁^{2a}, а нижняя Ю₁^{2б}. Верхняя пачка содержит среднезернистые песчаники по размерности хорошей крепости. В составе нижней пачки преобладают мелкотонкозернистые песчаники с глинистыми прослоями и хорошей цементацией [7].

Обстановка осадконакопления верхней пачки приурочена к нижнему пляжу и выделяется высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В отличие от верхней пачки нижняя формировалась в условиях приливно от-

ливной равнины, чем и объясняются более худшие фильтрационно-емкостные свойства в сравнении с верхней пачкой.

По керновым данным и данным ГИС замечается постепенное увеличение толщины в северном направлении верхней пачки из-за уменьшения мощности нижней. Данная тенденция объясняется переходом от прибрежно-морских к мелководно-морским осадкам.

Пласт Ю₁² является для изучения в данной работе и в дальнейшем будет индексироваться как Ю₁³.

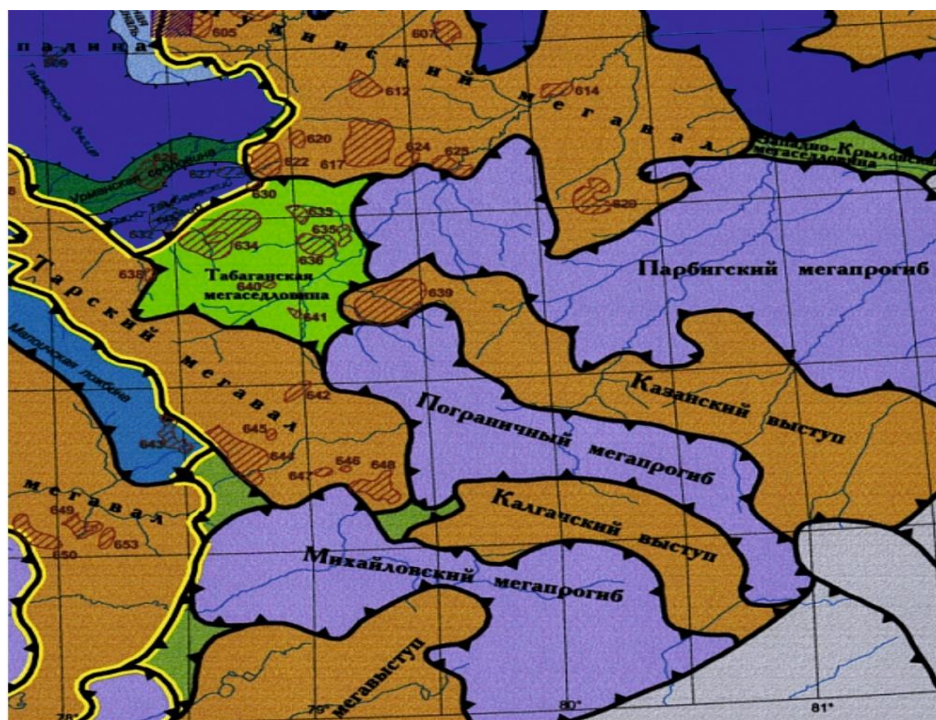
Георгиевская свита сложена плотными тёмно-серыми и чёрными аргиллитами. Георгиевская свита характеризуется наличием прослоев глауконитовых отложений, которые определяются по резкому увеличению значения индукционного каротажа. Мощность свиты варьируется от 4 до 9 метров.

Баженовская свита распространена по всей площади Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с кровлей которого связан отражающий сейсмический горизонт. Так обстановка осадконакопления Баженовской свиты определена как глубоководноморская, то основные породы представлены тёмно-серыми, битуминозными, массивными аргиллитами, где встречаются аммониты титон-волжского возраста и белемниты нижне-берриасского возраста. Баженовская свита хорошо определяется по методам ГИС и по керну, мощность которого варьируется от 24-31 метров.




Георгиевская и Баженовская свиты использовались в качестве реперных горизонтов при стратиграфическом расчленении.

4. ТЕКТОНИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение располагается в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной равнины на Западно-Сибирской плите, которая располагается на положительной структуре первого порядка в северо-западной части Казанского выступа (Рисунок 4.1) [2, 4].



Условные обозначения:

-  Граница геоблоков
-  Границы тектонических элементов I порядка
-  Открытые месторождения нефти, газа и конденсата

№ на карте	Название месторождения	№ на карте	Название месторождения
605	ЗАПАДНО-ЛУГИНЕЦКОЕ	638	СМОЛЯНОЕ
607	РЫБАЛЬНОЕ	639	КАЗАНСКОЕ
612	СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОЕ	640	ЮЖНО-ТАБАГАНСКОЕ
614	СЕЛИМХАНОВСКОЕ	641	СОЛОНОВСКОЕ
617	ОСТАНИНСКОЕ	642	РАКИТИНСКОЕ
620	ЗАПАДНО-ОСТАНИНСКОЕ	643	МАЛОЙЧСКОЕ
622	ГЕРАСИМОВСКОЕ	644	ВЕРХТАРСКОЕ
624	МИРНОЕ	645	ВОСТОЧНО-ТАРСКОЕ
625	ПИНДЖИНСКОЕ	646	ВОСТОЧНО-ТАЙДАССКОЕ
630	ШИРОТНОЕ	647	ТАЙДАССКОЕ
633	СЕВЕРО-КАЛИНОВОЕ	648	ВОСТОЧНОЕ
634	НИЖНЕТАБАГАНСКОЕ	649	ВОСТОЧНО-МЕЖОВСКОЕ
635	ВОСТОЧНО-КАЛИНОВОЕ	650	МЕЖОВСКОЕ
636	КАЛИНОВОЕ	653	ВЕСЕЛОВСКОЕ

Рисунок 4.1 – Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты [8].

По соседству от Казанского месторождения, которое располагается на северо-западной части Казанского выступа, расположились: Табаганская ме-

гаседловина на северо-западе, Паргибинский мегапрогиб на севере и Пограничный мегапрогиб на юге [6].

Также имеются разрывные нефтектонические нарушения, которые являются незначительными в интервале осадочного чехла и по большей части затухают в районе тюменской свиты. Возможно появление нарушений в осадочном чехле верхнеюрских отложений, но как правило данные тектонические нарушения не несут в себе какого-либо глобального влияния на строение месторождения, а имеют лишь локальный характер и могут являться незначительными непроницаемыми барьерами.

Таким образом, исходя из тектонического анализа месторождения можно сделать вывод, что Казанское нефтегазоконденсатное месторождение сохраняет общую целостность по площади, а незначительные локальные тектонические нарушения не являются осложнением для дальнейшей выработки месторождения.

5. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Формирование отложений осадочного чехла определяется фациальными обстановками, при этом определяющую роль играет морфология бассейна седиментации. К началу формирования ниже-среднеюрских образований рельеф эрозионной поверхности доюрского основания характеризовался значительной изрезанностью, о чем можно судить на основании карты общих толщин между поверхностью доюрского комплекса и поверхностью ближайшего к ней отражающего горизонта Ia – кровлей угольного пласта У₁₀ тюменской свиты (Рисунок 5.1).

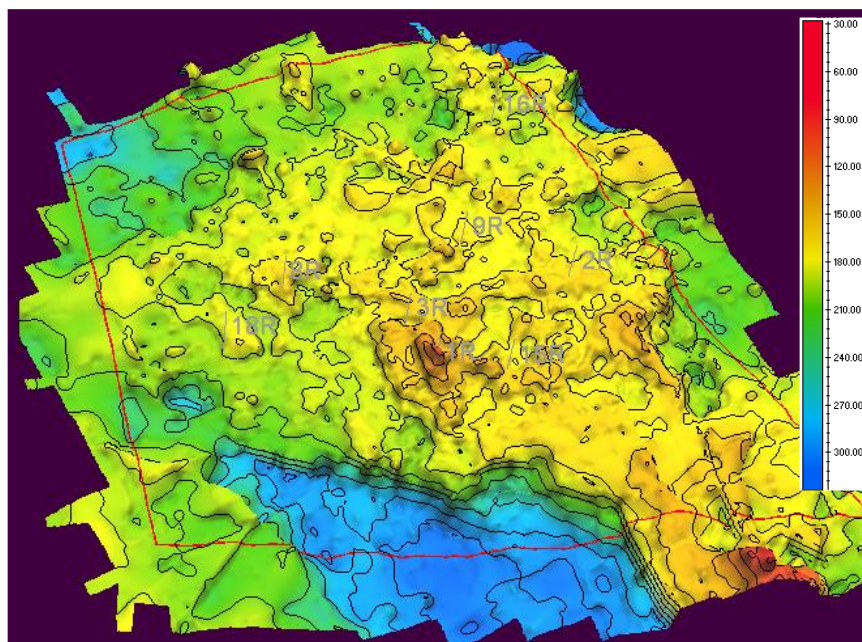


Рисунок 5.1 – Палеорельеф эрозионной поверхности доюрского комплекса к началу формирования юрских отложений [9].

Наиболее контрастной положительной структурой на территории Казанского участка было поднятие в районе скважины 1р. К северу и к востоку от нее можно выделить еще ряд более мелких локальных осложнений палеоструктурного плана. Более высоким в палеорельефе являлось Болотное поднятие к югу от Казанской площади. На юго-западе территории существовал

обширный депрессионный участок, соответствующий Северо-Казанскому прогибу.

Поверхность Тюменской свиты ко времени конца её формирования была значительно изменена. В большинстве случаев приподнятые части исследуемого месторождения находятся на юге и западе. Также на юго-западе участка рельеф остался без изменений, всё также прослеживается понижение участка, в пределах которого в континентальных условиях тюменского времени, вероятно, откладывались осадки озерно-болотного происхождения. Наибольшая часть участка в центре и на северо-востоке представляла собой небольшую холмистую равнину поймы, прорезаемую в северном и северо-западном направлениях аллювиальными потоками. Карта общих толщин верхнетюменского интервала среднеюрских отложений использована в качестве основы для восстановления морфологии палеорельефа и фациального зонирования территории (Рисунок 5.2).

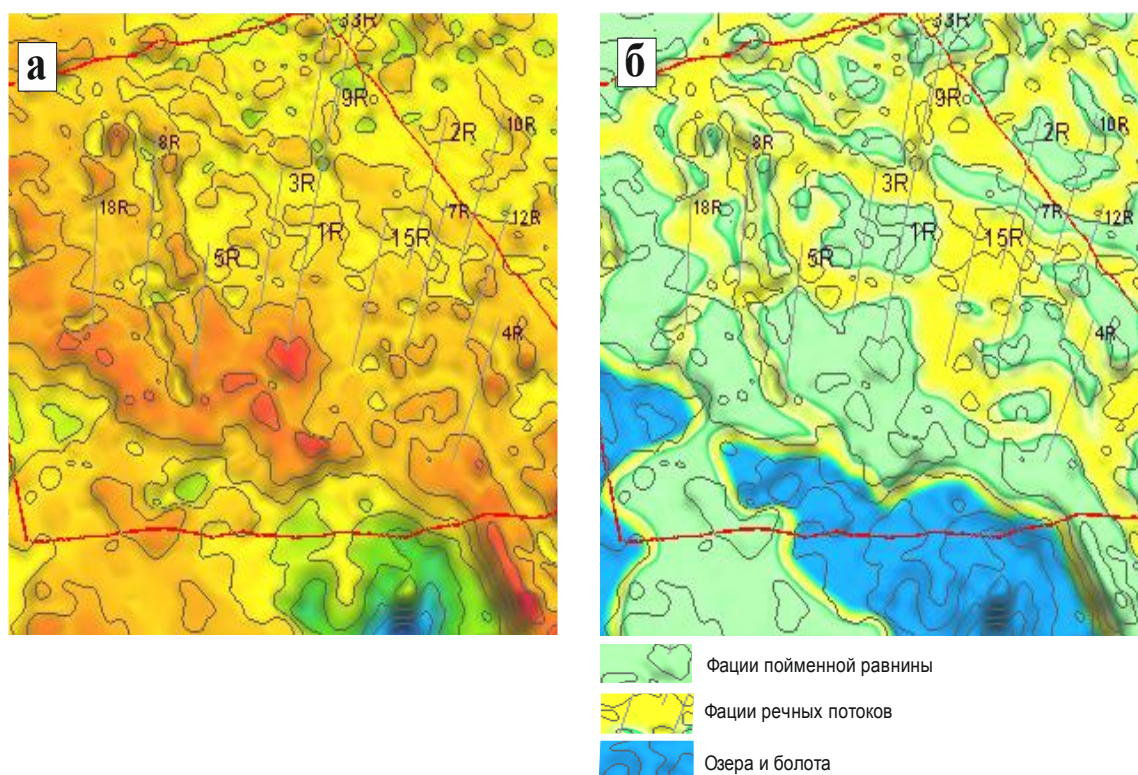


Рисунок 5.2 – Палеорельеф к началу формирования верхов тюменской свиты (а) и фациальные обстановки седиментации (б) [7].

Следует отметить, что использовать карты общих толщин стратиграфических интервалов для прогнозирования песчаности разреза континентальных отложений значительно сложнее, чем для отложений морских обстановок седиментации. Для верхнеюрских морских условий осадкообразования характерно широкое площадное распространение песчаных осадков, разносимых под влиянием волновой деятельности. При этом наиболее песчаные отложения формируют участки с увеличенной общей толщиной интервала, а более глинистые – с уменьшенной. Данное явление связано, как с морфологией дна бассейна, так и с дифференциальным уплотнением осадков. В отличие от морской обстановки, в континентальных условиях наиболее погруженные участки рельефа, как правило, связаны с озерно-болотными фациальными условиями, где преимущественно откладывается глинистый (илистый) материал. Наиболее опесчаненными оказываются участки территории, связанные с развитием речных потоков. Такие участки в рельефе располагаются между наиболее погруженными и наиболее высокими. Учитывая дифференциальное постседиментационное уплотнение осадков можно отметить, что наблюдаемые общие толщины глинистых интервалов, сформированных в озерно-болотных условиях и имевшие первоначально значительную мощность, оказываются сопоставимыми с общей толщиной песчаных пластов, уплотнившихся в меньшей степени. Таким образом, прогнозирование эффективной толщины пласта, сформированного в континентальных условиях, возможно только после фациального зонирования территории.

Отложения песчаных пластов тюменской свиты перекрываются углесто-глинистыми породами нижневасюганской подсвиты толщиной от 25 до 50 м. Нижневасюганские аргиллиты формировались в условиях обширной озерно-болотной равнины. В породах повсеместно встречаются многочисленные растительные остатки и прослои углей от бурых до черных.

Выше по разрезу сформировались песчаные отложения пласта Ю₁³⁻⁴ подугольной толщи верхневасюганской подсвиты. Формирование отложений происходило в полифациальных условиях седиментации при периодическом

проникновении моря на территорию Казанского участка. В целом этап формирования пласта Ю₁³⁻⁴ связан с региональной регрессией, завершившейся образованием угольной толщи. Седиментация отложений пласта Ю₁³⁻⁴ происходила на фоне слаборасчлененного рельефа (Рисунок 5.3).

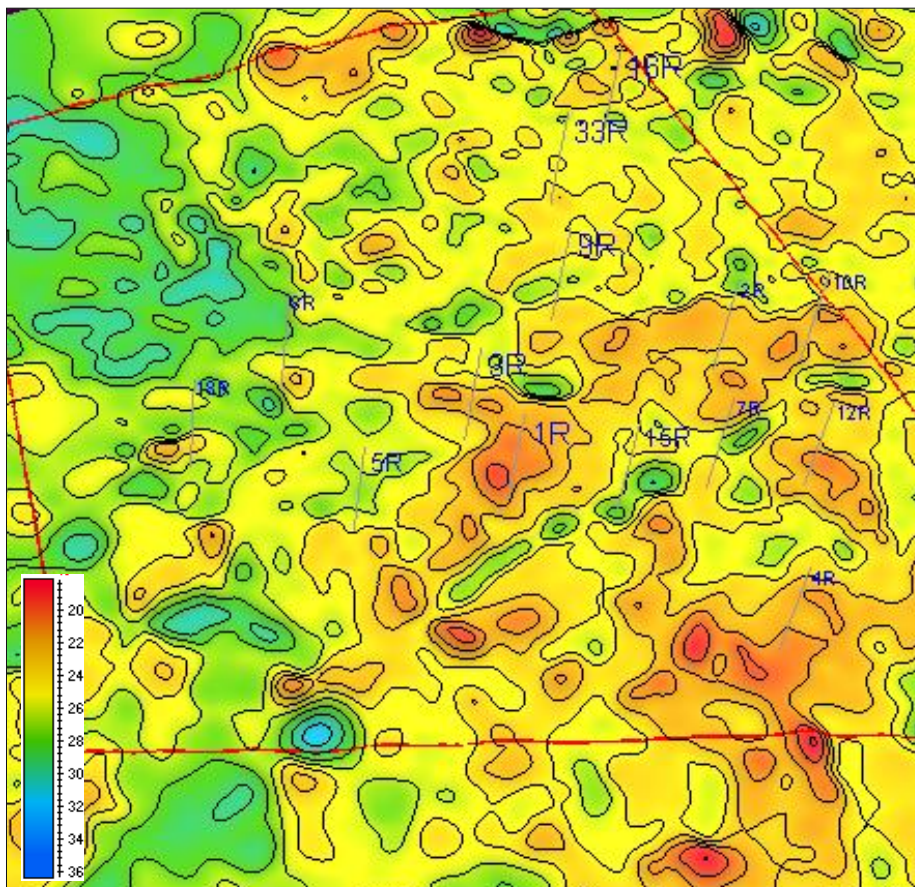


Рисунок 5.3 – Палеорельеф к началу формирования подугольной толщи васыганской свиты [6].

Наиболее погруженная область территории располагалась на северо-западе и на юго-западе от Казанского участка, куда в периоды локальных трансгрессий чаще проникало море. Южная и юго-восточная часть площади находилась в более континентальных условиях. Согласно описаниям керна отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с большим количеством обугленного растительного детрита. В скважинах северной и северо-западной части территории количество раститель-

ных остатков уменьшается, чаще встречаются прослои известковистого песчаника (скв. 8р, 3р, 5р). В скважинах южной части встречаются мощные до 7м прослои углей (скв. 15р), что подтверждает доминирование субконтинентальных условий седиментации в южной части территории.

Как уже отмечалось ранее, для отложений, связанных с морскими обстановками осадконакопления, характерно наличие связи между общей толщиной интервала и эффективной толщиной. Для прогноза распространения песчаных тел пласта Ю₁³⁻⁴ по площади Казанского участка проведен анализ данной связи по скважинным данным. В результате проведенного анализа выяснено, что существует тесная связь между общей и эффективной толщиной пласта, однако эта связь для скважин в северной части месторождения отличается от связи для скважин на юге площади. Для скважин в северной части месторождения с увеличением общей толщины интервала Ю₁³⁻⁴ характерно резкое повышение эффективной толщины пласта, т.е. в разрезе увеличивается доля песчаников. Для скважин в южной части территории с увеличением общей толщины пласта происходит сопоставимое увеличение эффективной толщины, т.е. песчанистость пласта возрастает незначительно. В результате проведенного анализа построена карта эффективных толщин пласта Ю₁³⁻⁴, характеризующая развитие песчаных тел по площади Казанского участка.

Пласты подугольной толщии Ю₁³⁻⁴ сверху по разрезу перекрываются глинистыми пластами, мощность которых варьируется от 15 до 30 метров, а на кровле глинистых пластов залегает угольный пласт с индексацией У₁. Данный пласт У₁ является реперным горизонтом разделяющий подугольную и надуюльную пачки.

Последующее развитие территории в поздней юре происходило в условиях общей трансгрессии. Надугольная пачка васюганских отложений представлена песчаными пластами Ю₁² и Ю₁¹.

Наиболее приподнятыми участками палеорельефа на этапе формирования наугольной толщии были области в центральной части Казанской площа-

ди в районе скважин 1р и 8р. В южной части площади в районе скважины 15р в общей толщине интервала наугольной пачки верхневасюганской подсвиты отчетливо проявляется линейная зона увеличения толщин северо-восточного простирания, связанная со сдвиговыми дислокациями. К северу наблюдается постепенное понижение палеорельефа (Рисунок 5.4).

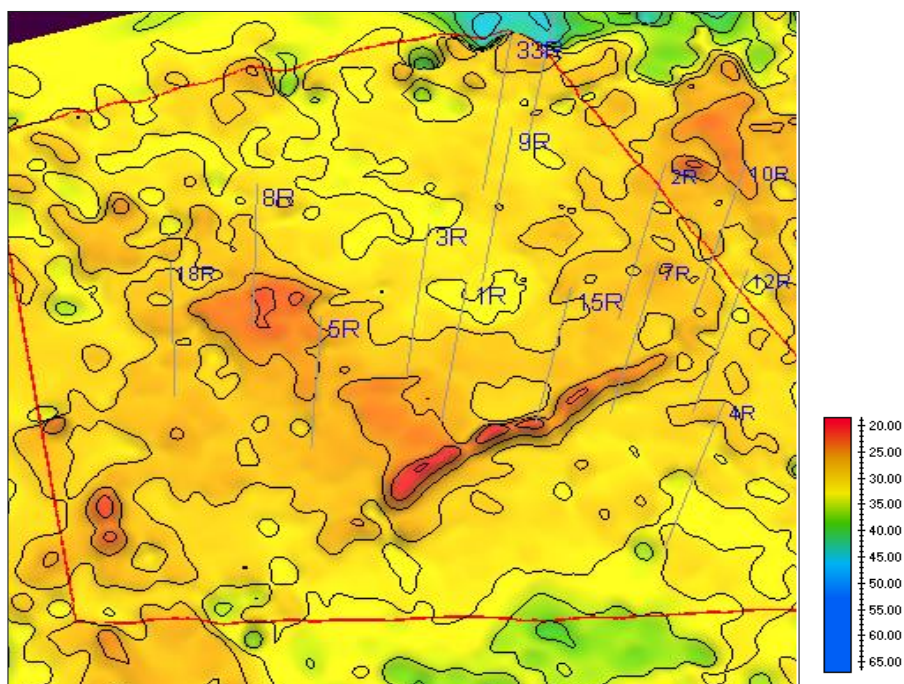


Рисунок 5.4 – Палеорельеф к началу формирования надугольной толщи (васюганской свиты) [7].

Формирование отложений пласта $Ю_1^2$ происходило в полифациальных условиях на границе морских и континентальных условий с преобладанием первых. В разрезах скважин в северной части территории месторождения (скв. 14р, 16р, 30р, 31р, 32р и др.) в интервале пласта можно выделить два неразделяемых глинистой перемычкой песчаных прослоя. Песчаные пачки существенно различаются по характеристикам ФЕС и гранулометрическому составу. При этом верхний слой песчаника характеризуется улучшенными ФЕС. Песчаник мелко-тонкозернистый светло-серый, преимущественно с горизонтальной слабо выраженной слоистостью. Образование пород верхнего пласта, индексируемого в разрезе как $Ю_1^{2a}$, связано с развитием приливно-

отливных песков и пляжей. Нижний пласт Ю₁^{2б} формировался в условиях переходной зоны от морских к континентальным условиям осадконакопления. Породы нижнего интервала представлены частым неравномерным переслаиванием тонкозернистого песчаника и углистого аргиллита. Слои песчаника 1-7 см, слои аргиллита 1-5 см. Анализ разрезов скважин показывает, что в северном направлении доля песчаников Ю₁^{2а} в разрезе пласта повышается, т.е. доля отложений мелководно-морского генезиса становится преобладающей, что соответствует карте палеорельефа поверхности осадконакопления.

Для прогноза распространения песчаных тел пласта Ю₁² по площади Казанского участка проведен анализ связи между общей и эффективной толщиной по скважинным данным. На площади выделяется две группы скважин, характеризующихся принципиально различными связями (Рисунок 5.5).

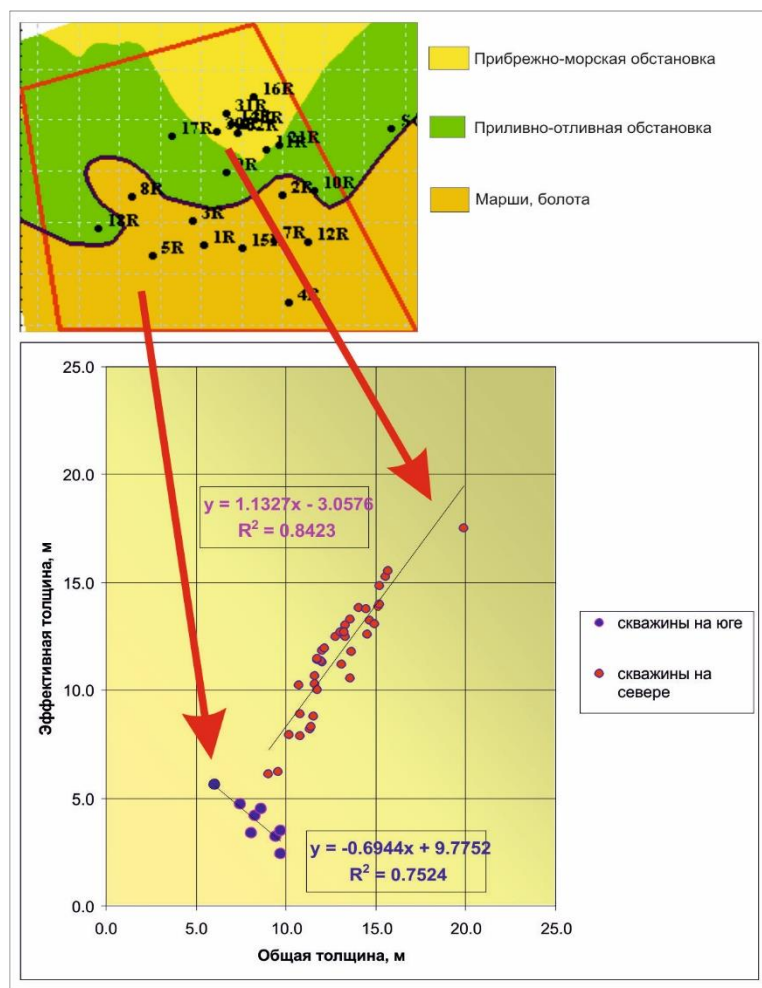


Рисунок 5.5 – Связь между общей и эффективной толщиной пласта Ю₁² [7].

Скважины, расположенные в северной части месторождения, как в области развития пласта Ю12а, так и южнее, характеризуются положительной корреляцией между общей и эффективной толщинами. Скважины юга территории характеризуются отрицательной корреляцией между общей и эффективной толщинами. Данное разделение групп скважин связано с принципиально разными фациальными условиями осадконакопления. Если в северной части месторождения преобладали морские условия осадконакопления с равномерным распределением песчаного материала по площади посредством волновой деятельности, то к югу месторождения осадки формировались в обстановке маршей, лагун и болот и представлены преимущественно глинистыми породами. В результате проведенного анализа построена карта эффективных толщин пласта Ю₁², характеризующая развитие песчаных тел по площади Казанского участка. Общая толщина пласта меняется от 4 до 20м, при средней общей толщине 12м. Эффективная толщина изменяется от 2,4 до 17,5м, средняя величина эффективной толщины 10м [8].

Формирование отложений пласта Ю₁² завершилось обширной кратковременной трансгрессией, в период которой откладывались преимущественно глинистые осадки. Общая толщина аргиллит-алевролитового прослоя, отделяющего пласт от вышележащих песчаников пласта Ю₁¹, составляет от 6 до 11 м. В данном интервале повсеместно встречаются известковистые раковины пелеципод [9].

Обстановка осадконакопления пласта Ю₁¹ надугольной пачки приурочена мелководно-морским условиям. В пласте происходит переслаивание песчаных пластов с аргиллитами и алевролитами. Для пласта характерно наличие единой связи между общей и эффективной толщинами для всех скважин площади [9].

На заключительном этапе формирования пласта Ю₁¹ на рубеже васьоганского и георгиевского времени юрские породы в области палеоподнятий были выведены на дневную поверхность и подвергнуты существенной денудации. В скважинах, пробуренных в области повышенных участков па-

леорельефа в южной и западной частях месторождения, отсутствуют отложения пласта Ю₁¹. Доказательством перерыва в осадконакоплении служит наличие в керне скважин 10р, 11р и 12р на границе георгиевской и васюганской свит брекчии, конгломерата и гальки. В результате эрозионных процессов аргиллиты георгиевской свиты залегают с региональным размывом на подстилающих породах и поэтому на Казанском месторождении в скв. 4р, 5р, 8р, 18р и 15р пласт Ю₁¹ полностью отсутствует. Граница отсутствия пласта установлена подтверждается скважинами №15, 18 [10].

6. ПРОБЛЕМАТИКА ПРОЕКТА

В данной работе объектом исследования является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, в котором пласт Ю₁² является целевым, индексация которого изменена на Ю₁³ и в дальнейшем будет использоваться данная индексация.

Цели текущего исследования:

- Детальное изучение геологического строения продуктивного пласта Ю₁³ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения;
- Трассирование продуктивных зон с лучшими и худшими свойствами коллектора;
- Расчёт петрофизической модели;
- Оконтуривание зоны распространения карбонатных тел и определения влияния их на разработку.

7. ЗАДАЧИ ПРОЕКТА

Задачи, которые помогут приблизиться к целям выполняемого проекта, звучат следующим образом:

- Изучение геологического строения по данным каротажным диаграммам во всех скважинах;
- Расчёт основных петрофизических параметров продуктивного пласта по предоставленным данным ГИС;
- Анализ фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта и определение зон с лучшими и худшими свойствами коллектора, построение карты лучших и худших свойств целевого пласта;
- Анализ распространения карбонатных тел в скважинах и построение карты фаций, на которой определено распространение карбонатных тел по площади продуктивного пласта;
- Построение геологической модели продуктивного пласта с различными способами соединения карбонатных тел;
- Расчёт гидродинамической модели и оценка влияния распространения карбонатных тел на разработку.

8. ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОГО ПЛАСТА

Для изучения геологического строения продуктивного пласта используются 200 скважин, по которым были предоставлены геофизические исследования скважины, а также описание керна по 12 скважинам (Рисунок 8.1). Каротажные диаграммы были исследованы в ПО «TechLog» компании Schlumberger.

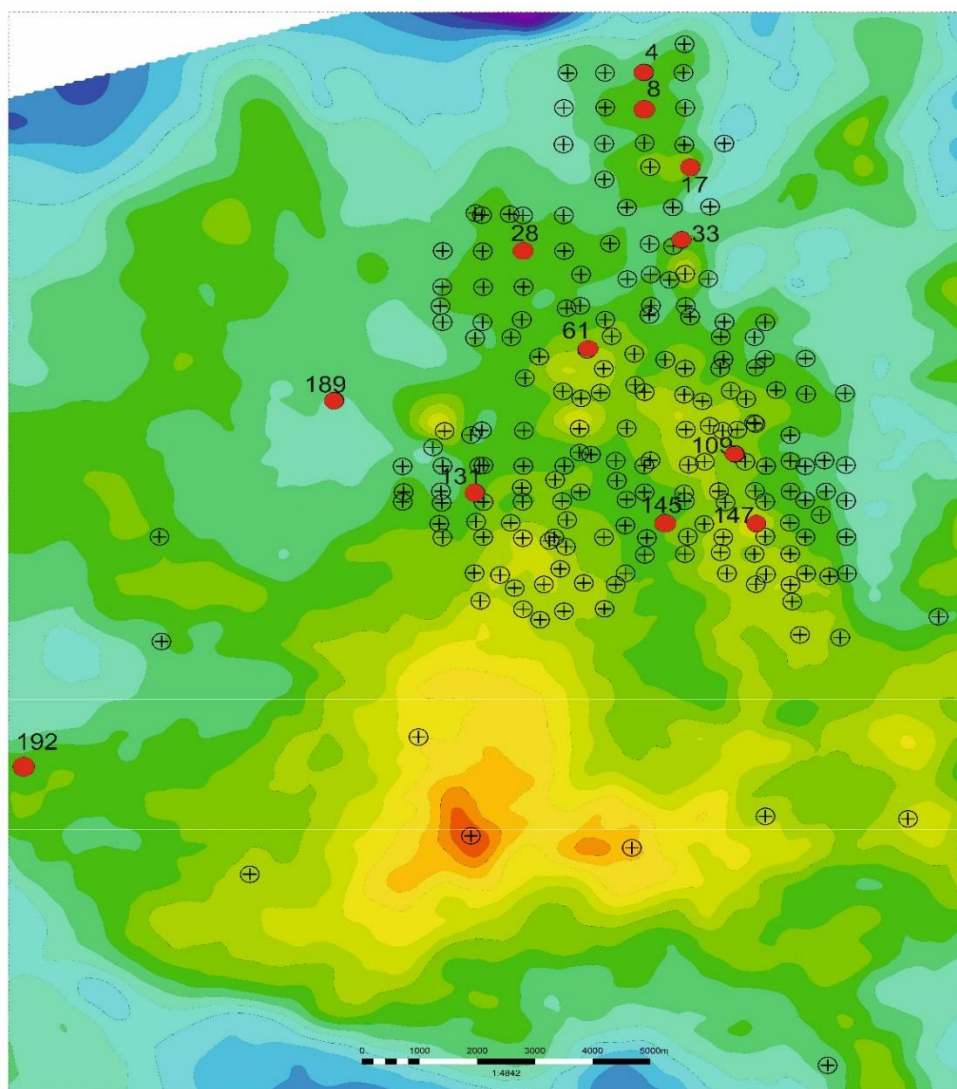


Рисунок 8.1 – Карта расположения скважин на месторождении, где красным цветом отмечены скважины с исследованием керна.

В ходе исследования каротажных кривых было проведено геологическое расчленение разреза, выявление наличия различных фаций в продуктивном пласте, понимание о целостности пласта по вертикали. В результате было установлено, что пласт Ю₁³ представляет собой целостное песчаное тело, которое распространено по всей площади месторождения.

По данным керна было определено, что в основном пласт Ю₁³ сложен песчаником мелко- и среднезернистым, а по данным комплекса ГИС данное геологическое тело выделялось по методу гамма каротажа, которое является основным для определения коллектора или не коллектора. Таким образом весь пласт по разрезу представлен чистым песчаным телом, без выделения глинистых пачек, но с проявлением карбонатных тел.

Карбонатные прослои, которые прослеживаются в 138 скважинах, выделяются по всей площади с наиболее плотной сеткой скважин, также были выявлены карбонатные прослои в скважинах, отдалённых от основной сетки скважин. Данный факт может говорить нам о том, что карбонатные тела распространены по всей площади месторождения, но для этого нужно проводить дополнительные гидродинамические исследования пласта с использованием меченой жидкости, чтобы точно определить распространение карбонатных тел.

Карбонатные тела определялись двумя способами: изучением данных об исследованиях кернового материала и анализом поведением кривых ГИС.

По данным лабораторных исследований керна в 6 из 12 скважинах были обнаружены следы карбонатов.

Основным же методом определения карбонатных прослоев послужил комплекс ГИС, который проводился во всех 200 скважинах на месторождении. Основные методы ГИС которые использовались для определения карбонатов: гамма каротаж, нейтронный каротаж и электрические каротажи. Также для карбонатов использовались плотностной и акустический каротажи, но в тех скважинах, где проводились данные исследования.

По показаниям данных методов ГИС, нейтронный каротаж в зонах расположения карбонатов регистрировал повышенные значения, следовательно, минимальные показатели пористости. Так как карбонатные тела имеют низкую радиоактивность по сравнению с остальными породами. Следовательно, показания гамма каротажа отмечались резким понижением и минимальными значениями.

Также для выявления карбонатных тел в разрезе скважин использовались и электрические каротаж. Хорошо известно, что цельные карбонатные тела довольно резко отличаются по электрическим каротажам от песчаных тел. Для этого использовались каротаж сопротивления и проводимости, которые имели аномально высокие и низкие значения соответственно.

Использование каротажей плотностных и акустических ограничивались лишь их наличием, таким образом в тех скважинах, где присутствовали данные методы, то плотностной каротаж показывал значения наивысших плотностей, а акустический показывал наименьшее значение времени прохода звуковой волны. Данная ситуация связана с высокой плотностью карбонатов, а как известно, чем выше плотность породы, тем выше скорость, а значит меньше время.

Пример выделения карбонатных прослоев (синим цветом) методами ГИС показан на Рисунке 8.2, где чётко прослеживаются все признаки карбонатных тел, по которым они выделяются.

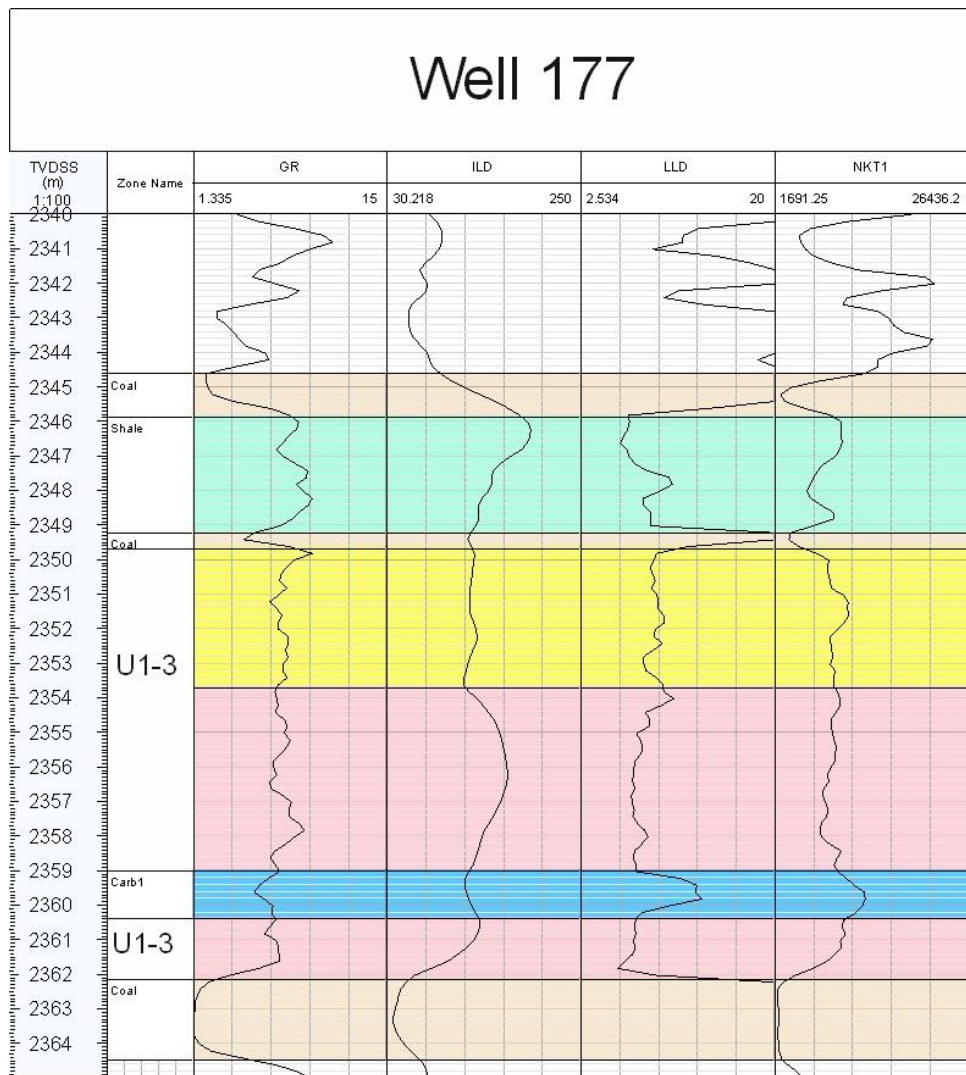


Рисунок 8.2 – Пример комплекса ГИС, на которой выделен карбонатный прослой (синим).

9. РАСЧЁТ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ИССЛЕДУЕМОГО ПЛАСТА

9.1. Расчёт основных петрофизических констант

Для составления петрофизической модели целевого пласта необходимо рассчитать основные петрофизические параметры такие как:

- Глинистость;
- Пористость;
- Проницаемость;
- Водонасыщенность;
- Критерии отсечения.

Прежде чем рассчитывать основные петрофизические параметры, нужно проанализировать керновые данные, полученные после лабораторных исследований.

Фактический материал по лабораторным исследованиям керна представлен следующими петрофизическими параметрами: эффективная пористость (\emptyset), проницаемость (k), водонасыщенность (S_w), параметр пористости (FF), параметр насыщенности (RI), скорость пробега звуковой волны (V_p), плотность породы (ρ) (Таблица 9.1).

Таблица 9.1 – Входные керновые данные.

Скважина №	ϕ	k	S_w	FF	RI	V_p	ρ
4	+	+	+	+	+	-	+
8	+	+	+	+	+	-	+
17	+	+	+	+	+	-	+
28	+	+	+	+	+	-	+
33	+	+	+	+	+	+	+
61	+	+	+	+	+	+	+
109	+	+	+	+	+	-	-
131	+	+	+	+	+	-	+
145	+	+	+	+	+	-	+
147	+	+	+	+	+	-	+
189	+	+	+	+	+	+	+
192	+	+	+	+	+	-	-

Данные по керну, полученные в лабораторных исследованиях, в дальнейшем используются для построения зависимостей и получения констант, которые применяются для последующих расчётов петрофизических параметров. Полученные константы позволят достичь хорошего сопоставления между керновыми данными и рассчитанными по методам ГИС. Корректность полученных величин обычно оценивается величиной коэффициента корреляции (R^2).

Первоначально, составляется зависимость между керновой пористостью и проницаемостью для каждой скважины, где имеются керновые данные. На Рисунке 9.1 показаны зависимости керновой проницаемости от пористости по всем скважинам. Из данных зависимостей выводятся уравнения для расчёта проницаемости.

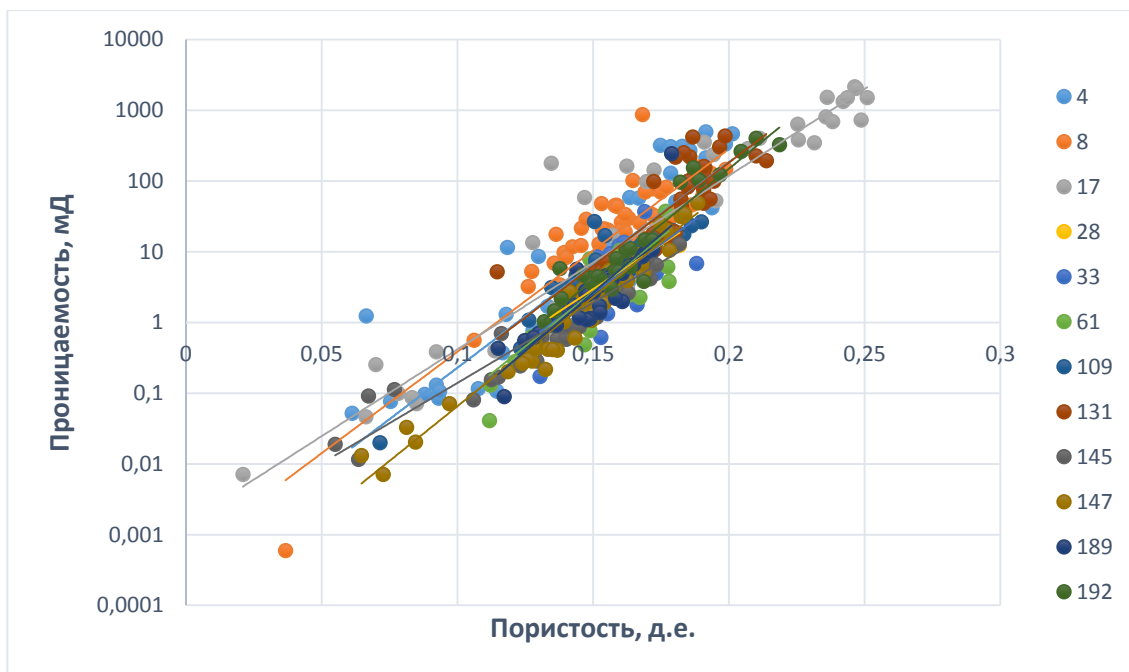


Рисунок 9.1 – График зависимости проницаемости от пористости по керну.

Полученные уравнения для всех скважин:

- для скважины 4: $K_{пр} = 0.0002e^{64,149 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.87);$ (9.1)
- для скважины 8: $K_{пр} = 0.0005e^{71,083 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.69);$ (9.2)
- для скважины 17: $K_{пр} = 0.0009e^{56,463 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.86);$ (9.3)
- для скважины 28: $K_{пр} = 0.0003e^{67,223 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.69);$ (9.4)
- для скважины 33: $K_{пр} = 0.0005e^{66,043 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.78);$ (9.5)
- для скважины 61: $K_{пр} = 0.0003e^{66,949 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.79);$ (9.6)
- для скважины 109: $K_{пр} = 0.0005e^{72,487 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.9);$ (9.7)
- для скважины 131: $K_{пр} = 0.0007e^{52,383 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.9);$ (9.8)
- для скважины 145: $K_{пр} = 0.0005e^{75,893 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.77);$ (9.9)
- для скважины 147: $K_{пр} = 0.0005e^{71,176 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.95);$ (9.10)
- для скважины 189: $K_{пр} = 0.0005e^{56,559 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.88);$ (9.11)
- для скважины 192: $K_{пр} = 0.0005e^{58,016 \cdot K_{п}} (R^2 = 0.92);$ (9.12)

Как видно из данных зависимостей, линия тренда практически имеет одну направленность. Таким образом, не имеет смысла разделять месторож-

дение на различные зоны и для каждой использовать по отдельности уравнение, а значит достаточно вывести одно уравнение для месторождения и использовать его для расчёта проницаемости, как показано на Рисунке 9.2. Из данной зависимости получаем уравнение проницаемости ($k=0.0002*\exp^{65.475*\phi}$) с коэффициентом корреляции равный 0.8.

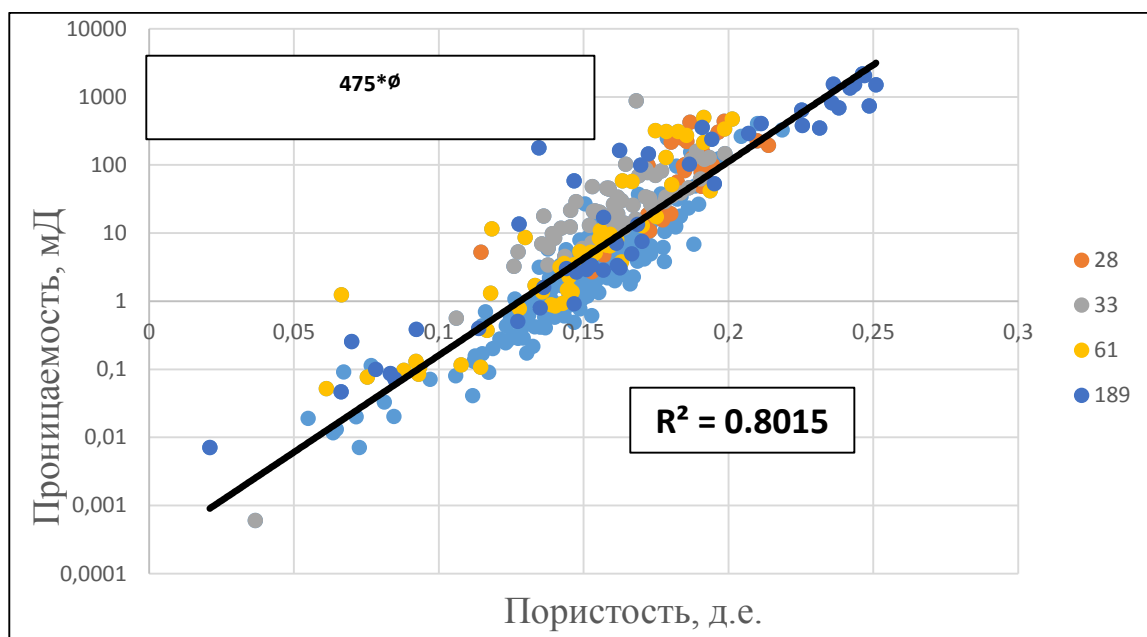


Рисунок 9.2 – Зависимость проницаемости от пористости для Казанского месторождения.

Также проанализировав керновые данные, становится заметно, что в скважинах 28, 33, 61, 189 улучшенные фильтрационно-ёмкостные свойства породы, данный факт прослеживается в верхней части продуктивного пласта.

Далее выводились константы “a, m, n, b”, которые также называются константы Арчи-Дахнова. Для вывода этих констант, использовались керновые данные:

- Параметр пористости (FF);
- Параметр насыщенности (RI);
- Водонасыщенность (S_w);
- Пористость (ϕ);

Для получения констант “а и m”, строится график зависимости параметра пористости от пористости (FF vs ϕ) по всем скважинам (Рисунок 9.3). Из данной зависимости получаем коэффициент $a=1.3767$ и $m=1.548$, где коэффициент корреляции (R^2) равен 0.88, что свидетельствует о высокой корректности полученных данных. Полученные константы используются для расчёта водонасыщенности для всего месторождения.

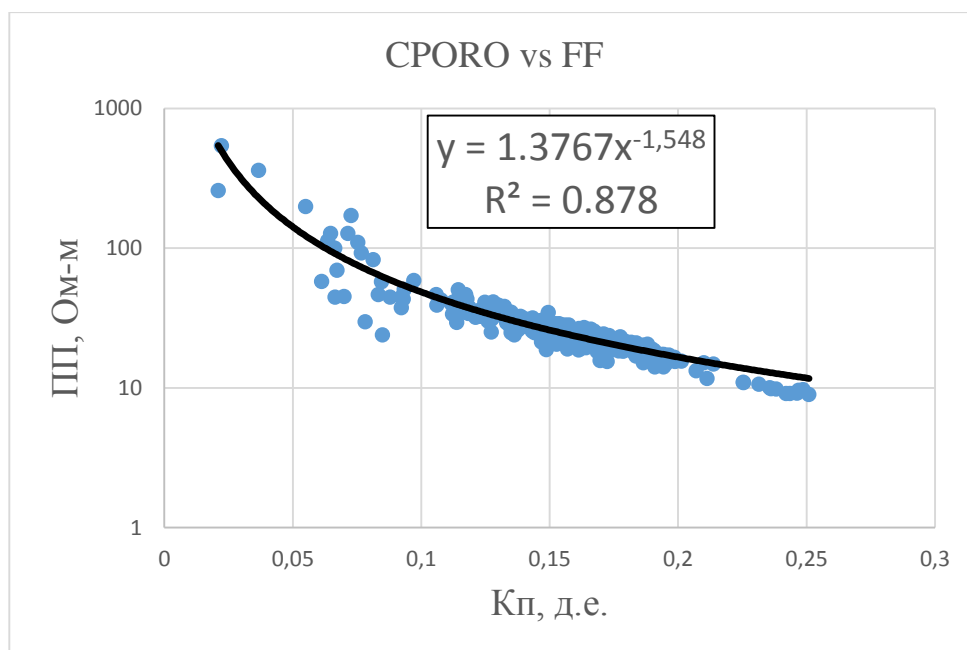


Рисунок 9.3 – Зависимость параметра пористости от пористости.

Для выведения констант “b и n” используем зависимость параметра насыщенности от водонасыщенности (RI vs S_w) по всем керновым скважинам (Рисунок 9.4).

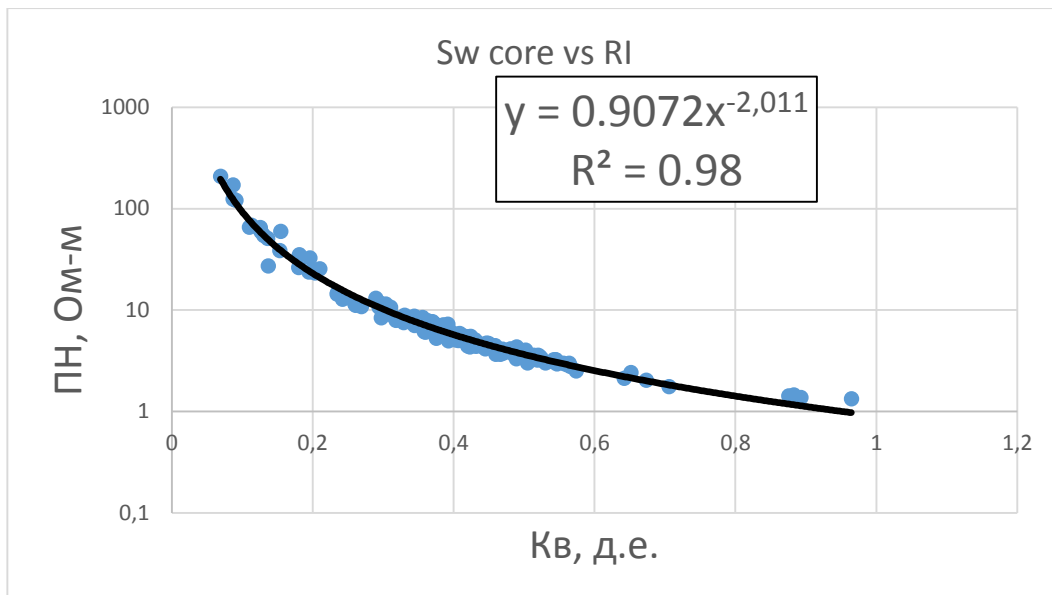


Рисунок 9.4 – Зависимость параметра насыщенности от водонасыщенности.

Из данной зависимости (Рисунок) получаем значения коэффициентов: $b=0.9072$ и $n=2.011$, с высоким коэффициентом корреляции (R^2) равным 0.98. Полученные константы также используются для расчёта водонасыщенности.

Довольно высокие значения коэффициентов корреляции, свидетельствуют о том, что константы арчи можно использовать для расчёта водонасыщенности для всего месторождения, а значит нецелесообразно разбивать месторождение на зоны и не выводить их отдельно.

Также были выведена плотность матрицы породы из зависимости керновой плотности и пористости (ρ vs ϕ) отдельно для каждой керновой скважине, где были предоставлены необходимые данные (Рисунок 9.5).

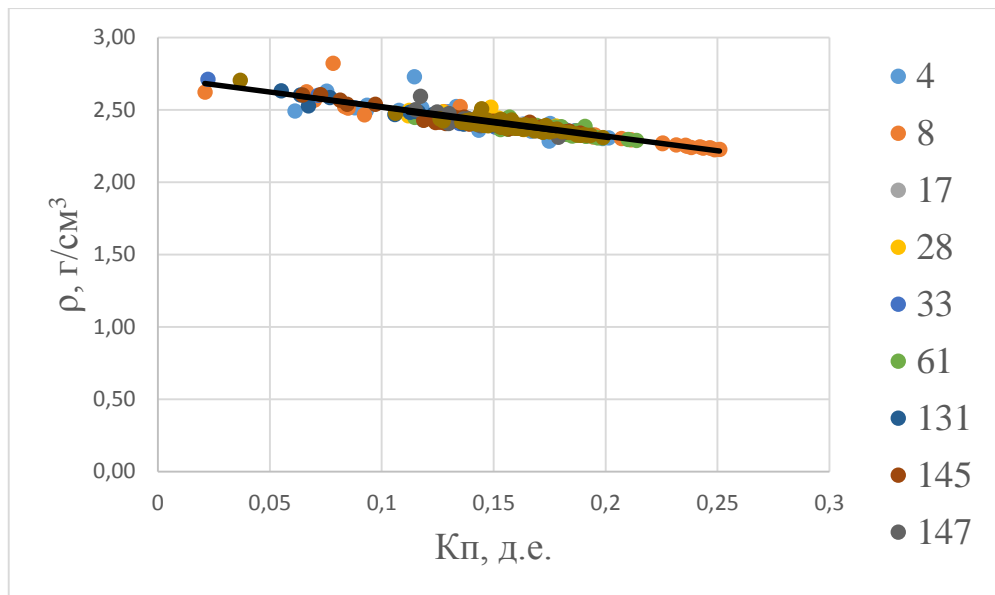


Рисунок 9.5 –а Зависимость плотности от пористости.

Как видно из данных зависимостей, линия тренда имеет одно положение для всех скважин, следовательно, не имеет смысла выводить плотность матрица для каждой скважины отдельно. Таким образом, можно вывести одну зависимость для месторождения и определить одно значение плотности матрицы породы (Рисунок 9.6). От куда получаем значение плотности матрицы песчаника Казанского месторождения равным: $\rho=2.7147$ (г/см³). Данная константа обычно используется для расчёта пористости методом плотност-норй модификации гамма-гамма каротажа.

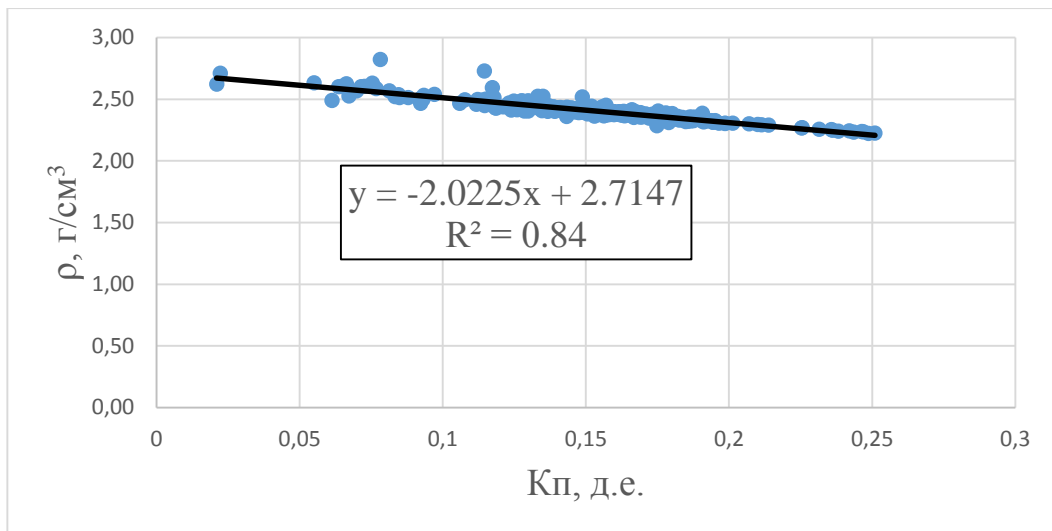


Рисунок 9.6 – Зависимость плотности по керну от пористости.

Довольно высокое значение плотности матрицы возможно связано из-за влияния карбонатных прослоев, сильного уплотнения и соответственно низким значением коэффициента ‘m’.

Теперь, получим время пробега волны в матрицы. Для этого построим зависимость скорости пробега волны от пористости (V_p vs \emptyset) по данным скважин, в которых проводились данные исследования (Рисунок 9.7).

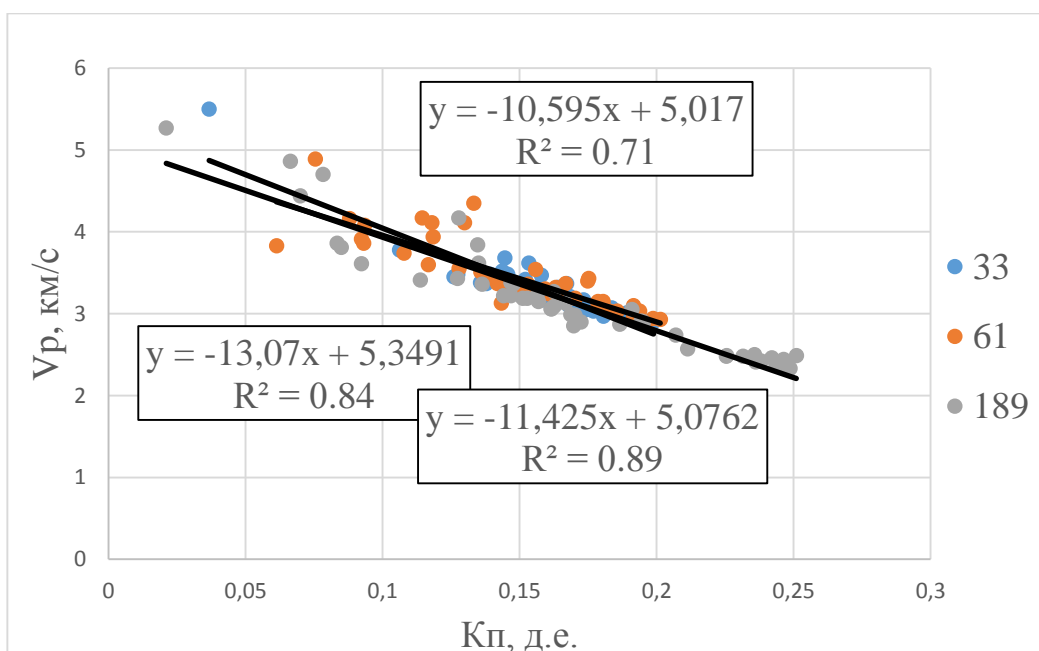


Рисунок 9.7 – Зависимость скорости пробега волны от пористости.

Время пробега волны в матрицы рассчитывается по формуле:

$$\Delta t = \frac{1000}{V_p} \text{ (Мкс/м)}. \quad (9.13)$$

Скорость пробега волны:

- Скважина 33: $V_p=5.017$ км/с;
- Скважина 61: $V_p=5,3491$ км/с;
- Скважина 189: $V_p=5,0762$ км/с.

Полученное время пробега волны:

- Для скважины 33: 199 мкс/м;
- Для скважины 61: 187 мкс/м;
- Для скважины 189: 197 мкс/м.

Видно, что время пробега волн и линии тренда приблизительно равны, тогда имеет смысл вывести одну зависимость скорости волны в матрице от пористости (Рисунок 9.8).

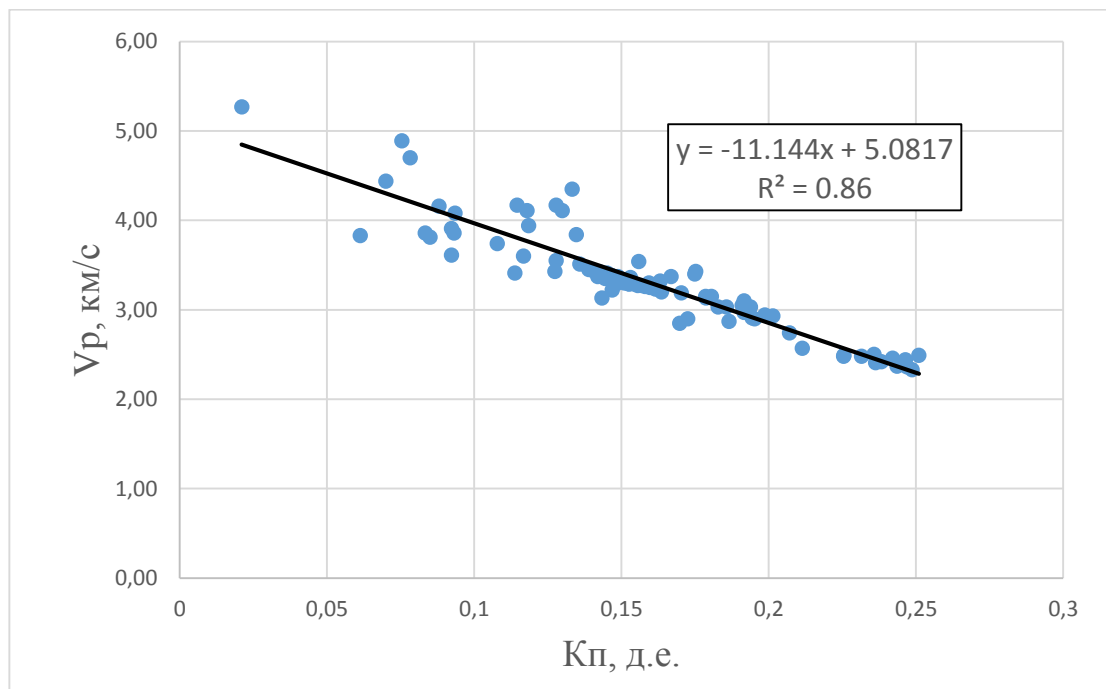


Рисунок 9.8 – Зависимость скорости пробега в матрицы от пористости.

Из данной зависимости получаем скорость пробега волны в матрице для Казанского месторождения: $V_p=5.0817$ км/с. От куда выводим время пробега волны в матрице для всего месторождения: $dt=196.8$ мкс/м.

Полученное значение может быть использовано в дальнейшем для оценки пористости акустическим методом. Также следует отметить, что время пробега волны имеет значение большее, чем в чистом песчанике, возможно из-за наличия карбонатов и повышенной плотности матрицы.

9.2. Оценка глинистости

Глинистость традиционно рассчитывается методами ПС и ГК. Так же хорошо известно, что ГК считается более эффективным методом расчёта объёма глин, это связано с тем, что ГК улавливает радиоактивные элементы, которые в основном представлены в глинах. Более того метод ГК представлен во всех скважинах в отличии от ПС [11].

Глинистость рассчитывалась методом ГК 4-мя способами:

- Линейным: $I_{GR} = V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}};$ (9.1)

- Стейбера: $V_{sh} = \frac{0.5I_{GR}}{1.5 - I_{GR}};$ (9.2)

- Клавье: $V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2};$ (9.3)

- Ларионов (для древних пород): $V_{sh} = 0.33(2^{2I_{GR}} - 1);$ (9.4)

Где, V_{sh} – глинистость;

GR – значение с каротажной диаграммы;

GR_{min} – значение в чистом песчанике;

GR_{max} – значение в глинах.

Метод Ларионова является наиболее подходящим для расчёта глинистости и для дальнейшей оценки пористости, проницаемости, и водонасыщенности в связи с тем, что:

- Возраст пород равен Юрскому периоду;
- Лучшая корреляция между керновыми данными и рассчитанными пористостью, проницаемостью и водонасыщенностью;
- Также известно, что метод Ларионова появился на основе исследований пород Западной Сибири [11].

Пример расчёта глинистости четырьмя методами, описанные выше, по скважине 28 показаны на Рисунке 9.9.

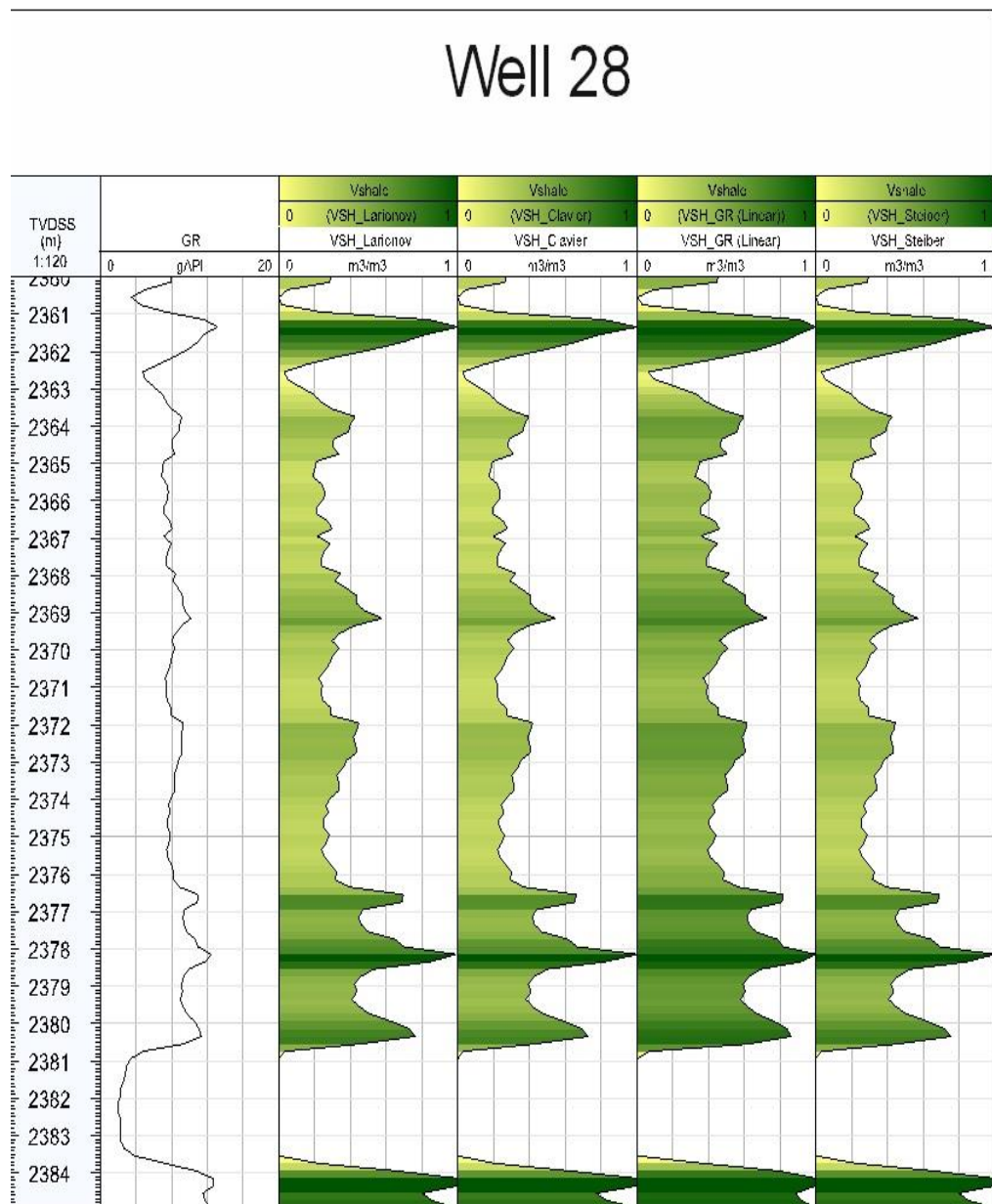


Рисунок 9.9 – Пример расчёта глинистости по скважине 28.

9.3. Расчёт пористости

Пористость может быть рассчитана тремя методами: нейтрон-нейтронный каротажем (ННК), гамма-гамма каротажем (плотностным) (ГГК-плотностной) и акустическим.

Так как ННК представлен во всех скважинах, в отличие от остальных методов, то эффективная пористость рассчитывается методом нейтрон-нейтронного каротажа.

Единицы измерения ННК были предоставлены в долях, то есть показывали пористость без учёта глинистости, следовательно, не нужно было проводить процедуру нормализации и перевода из условных единиц в доли.

Эффективная пористость методом ННК рассчитывается по формуле:

$$\phi_{\text{eff}} = \phi_{\text{total}} - V_{\text{sh}} * \phi_{\text{sh}} \quad (9.5)$$

Где, ϕ_{total} = пористость без учёта глинистости;

V_{sh} = объём глин;

ϕ_{sh} = пористость глин.

Глинистость рассчитана методом Ларионова и значение $\phi_{\text{sh}} = 0.21$ д.е.

Прежде чем рассчитывать эффективную пористость по скважинам без керна, нужно адаптировать рассчитанную пористость методом ННК с керновой пористостью. Данная процедура требуется для того, чтобы показать, что рассчитанная пористость отображает адекватные значения и является корректной. Для этого строим отношение пористости, рассчитанной от пористости керновой, где коэффициент корреляции отображает корректность проведённых расчётов (Рисунок 9.10).

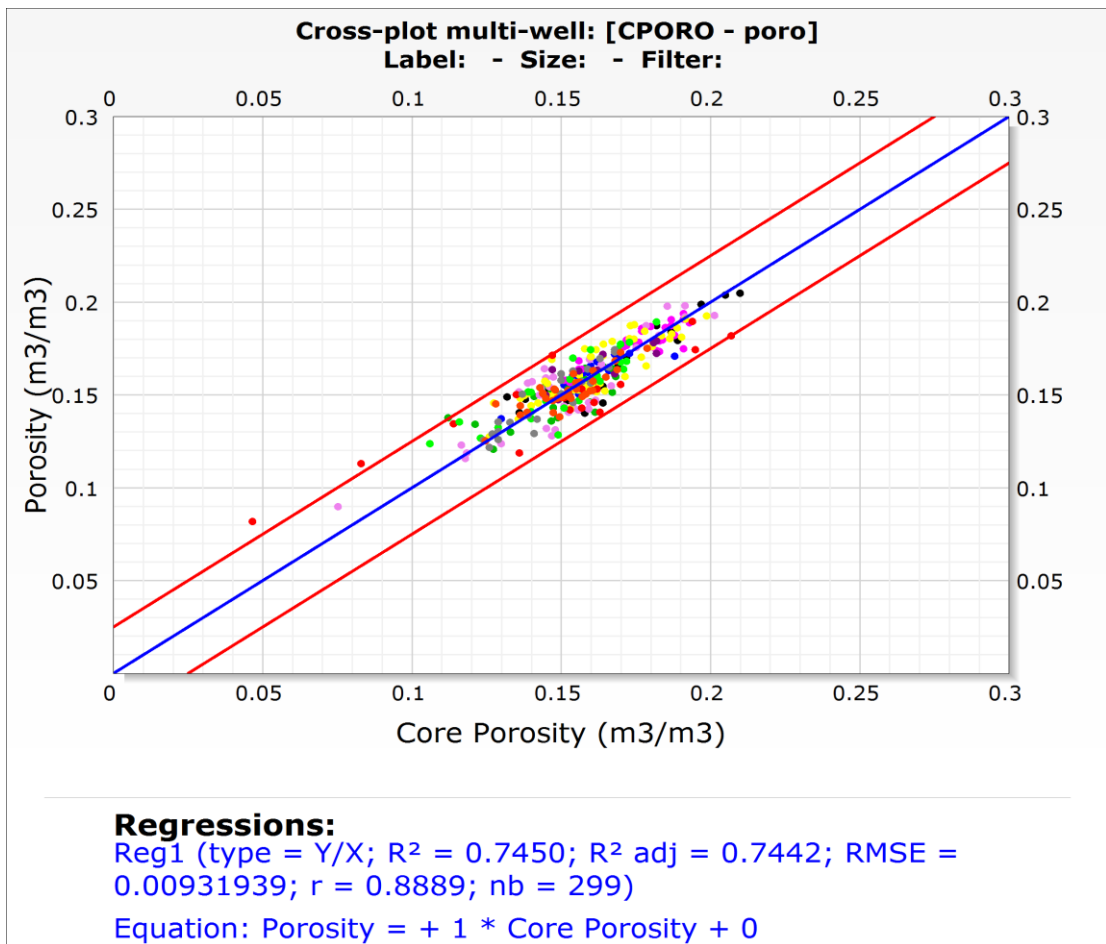


Рисунок 9.10 – Корреляция между керновыми данными и рассчитанными.

Таким образом, из данной зависимости видно, что коэффициент корреляции (R^2) составляет 74.42%, что является достаточно высоким значением, следовательно, рассчитанная пористость методом ННК является корректной. Более того рассчитанные данные попадают в 5% диапазон, границы которого отмечены красной линией, что лишь в большей степени позволяет убедиться в корректности расчётов.

9.4. Расчёт проницаемости

Вывод уравнения проницаемости для месторождения:

$$k=0.0002*\exp^{65.475*\theta} \quad (9.6)$$

Где, k – проницаемость, мД

Ø - пористость рассчитанная, д.е.

Применение выведенного уравнения для месторождения является наиболее приемлемым методом расчёта проницаемости, так как данное уравнение выведено на основе керновых данных с месторождения и учитывает все нюансы строения коллектора.

Таким образом для оценки достоверности данного метода нужно в первую очередь адаптировать керновые данные по проницаемости и рассчитанную проницаемость. Степень достоверности отражается при построении отношения рассчитанной проницаемости и керновой (Рисунок 9.11).

Из данного соотношения видно, что степень корреляции по проницаемости имеет достаточно высокое значение: $R^2=0.7$. Это свидетельствует о том, что проницаемость, рассчитанная выведенным уравнением, является корректным и может в дальнейшем применяться для расчёта проницаемости в скважинах без керновых данных.

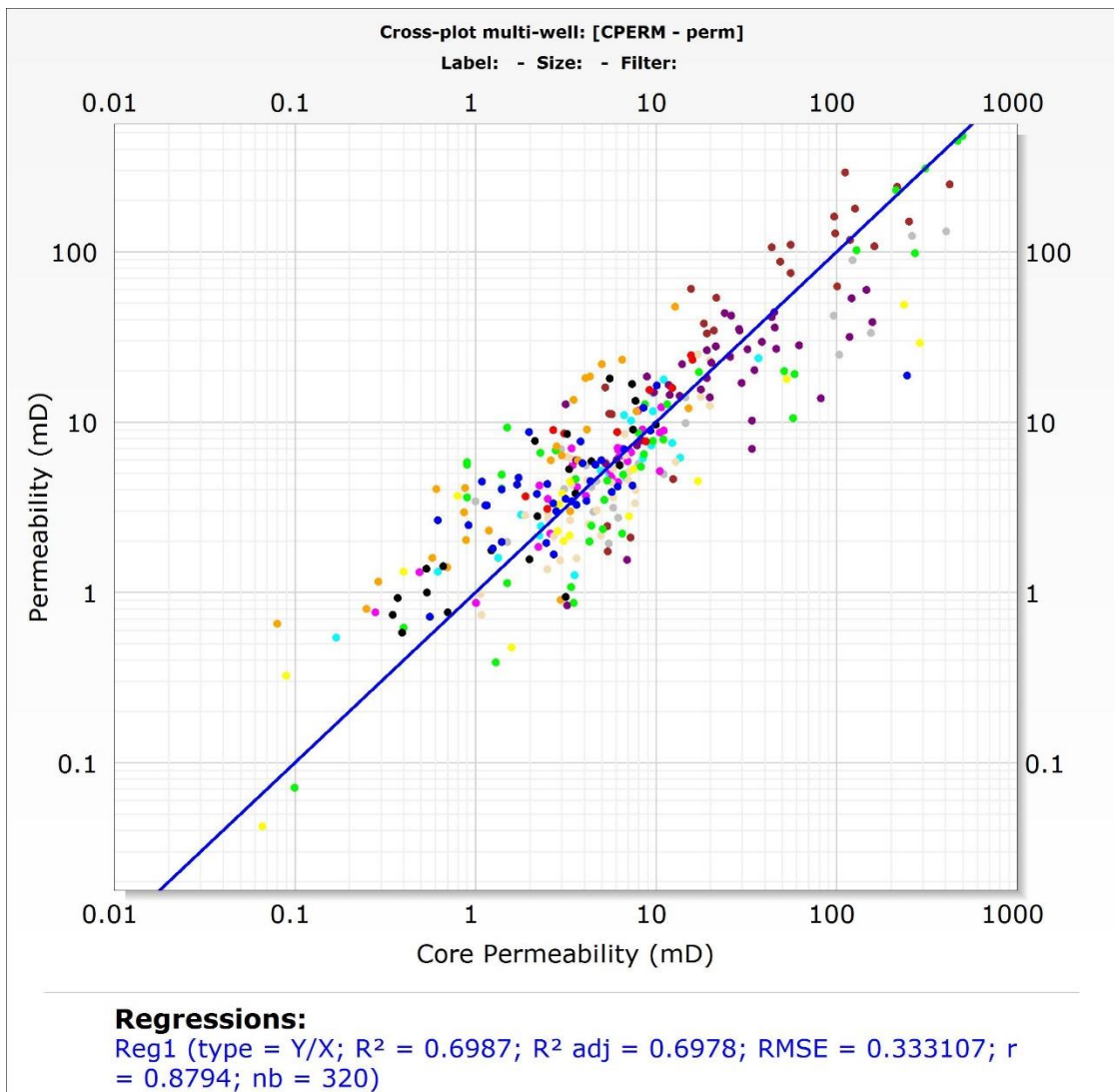


Рисунок 9.11 – Корреляция между ядерной проницаемостью и рассчитанной проницаемостью.

Пример расчёта проницаемости по скважине 28 различными методами представлен на Рисунке 9.12.

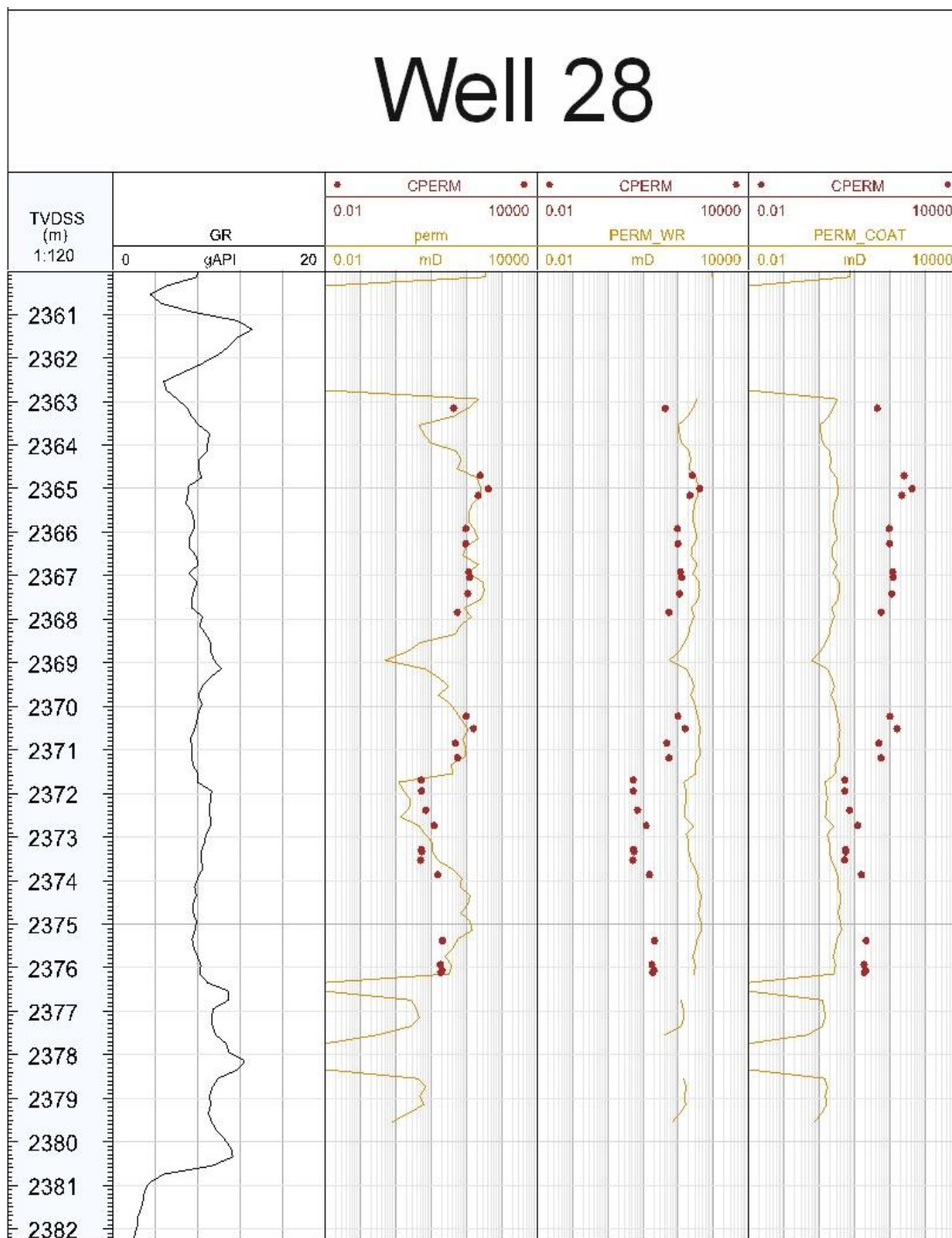


Рисунок 9.12 – Пример расчёт проницаемости по скважине 28 различными методами.

9.5.Расчёт водонасыщенности

Водонасыщенность считается различными методами:

- Уравнение Арчи:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi_{eff}^m} * R_w * \frac{1}{R_t}} \quad (9.7)$$

- Индонезийское уравнение:

$$S_w = \left\{ \left[\left(\frac{V_{sh}^{2-V_{sh}}}{R_{sh}} \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\frac{\phi_{eff}^m}{R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^2 * R_t \right\}^{-\frac{1}{n}} \quad (9.8)$$

- Уравнение с учётом глинистости:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} + \left[\frac{R_o * V_{sh}}{2R_{sh}} \right]^2 \right)^{0.5} - \frac{R_o * V_{sh}}{2 * R_{sh}} \quad (9.9)$$

- Уравнение Симанду:

$$S_w = \frac{a * R_w}{2 * \phi_{eff}^m} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 * \phi_{eff}^m}{a * R_w * R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (9.9)$$

где, S_w – водоснасыщенность;

a – cement exponent;

m – cementation factor;

n – saturation exponent;

V_{sh} – глинистость;

ϕ_{eff} – эффективная пористость;

R_o – сопротивление породы, насыщенная буровым раствором;

R_w – сопротивление пластовой воды;

R_t – сопротивление породы;

R_{sh} – сопротивление глин.

Наилучшая корреляция наблюдается между керновыми данными и рассчитанной водонасыщенностью по уравнению Арчи, где $R^2=0.7796$ (Рисунок 9.13).

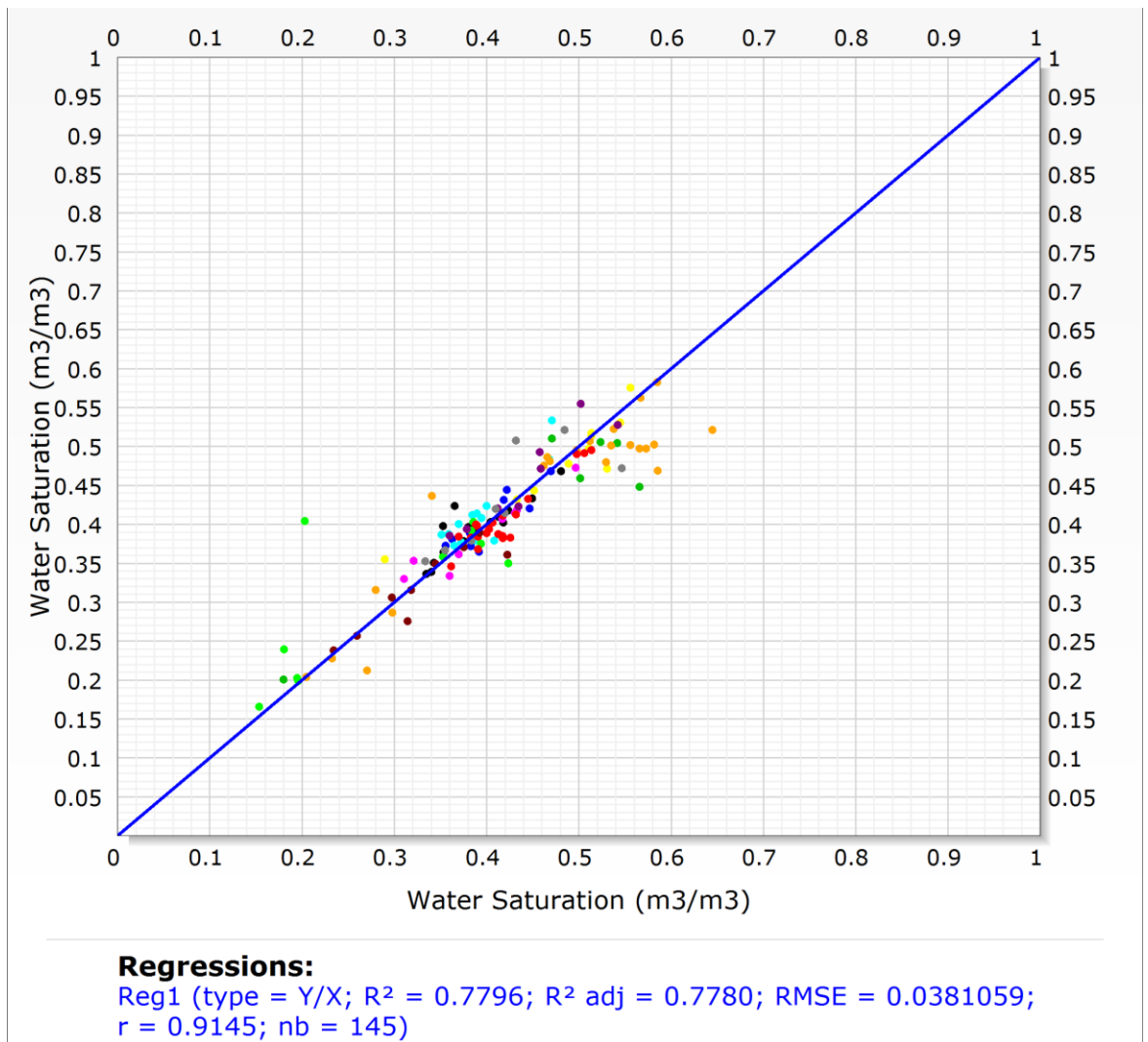


Рисунок 9.13 – Корреляция между рассчитанной водонасыщенностью и керновой.

Полученное значение корреляции по водонасыщенности равное 0.778, показывает высокую достоверность рассчитанной водонасыщенности с использованием уравнения Арчи.

Пример расчёта водонасыщенности по вышеперечисленным методам по скважине 28 (Рисунок 9.14).

Well 28

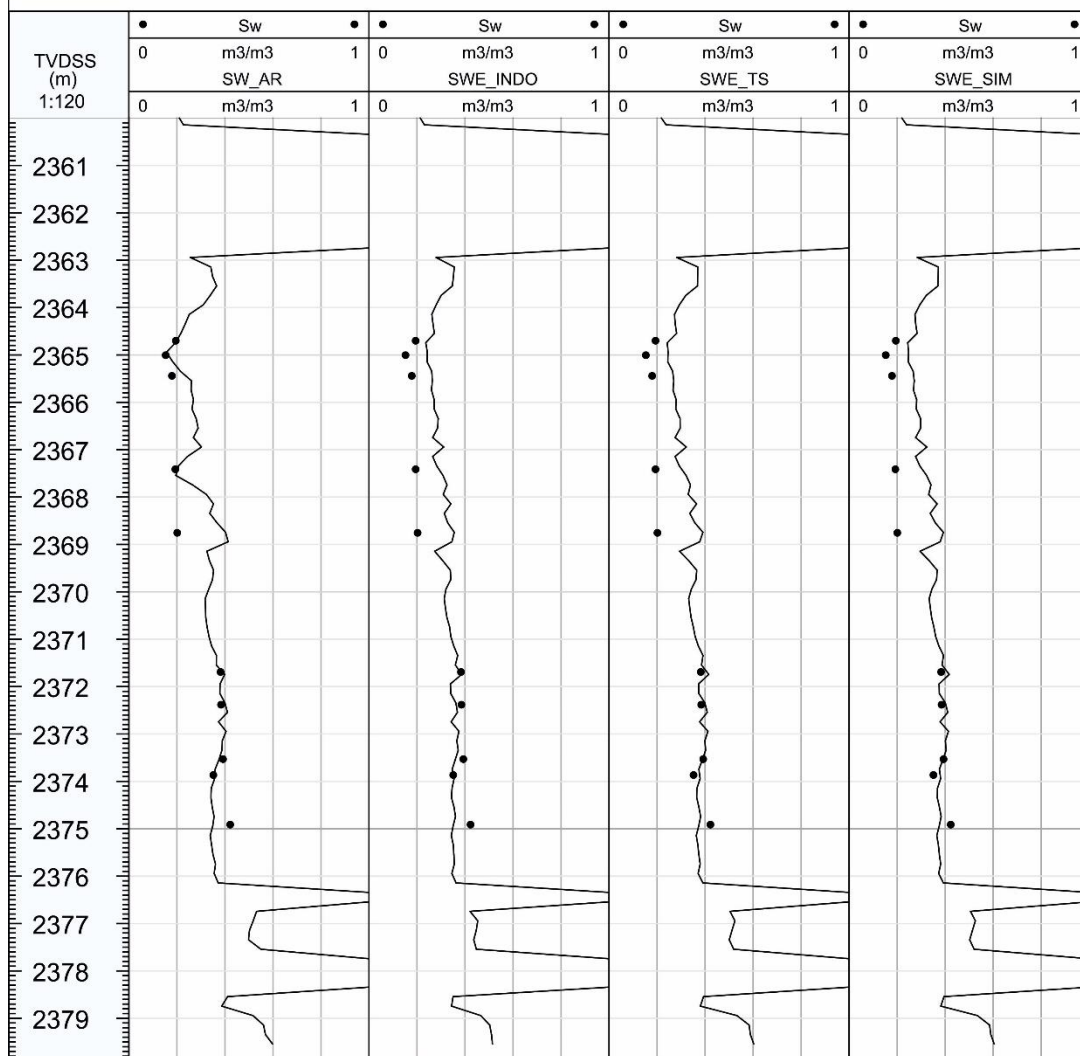


Рисунок 9.14 – Пример расчёта водонасыщенности.

9.6. Расчёт параметров отсечения

9.6.1. Критическая глинистость

Эффективная толщина целевого пласта $Ю_1^3$ основан на критических петрофизических параметрах, таких как критическая глинистость (V_{sh}), водонасыщенность (S_w), проницаемость (k) и пористость (ϕ).

Эффективная толщина определяется по распространению рассчитанной глинистости, разделяя на резервуар и не резервуар. Таким образом значение

критической глинистости равен 0.453 (45.3%). Определение критической глинистости показан на Рисунке 9.15.

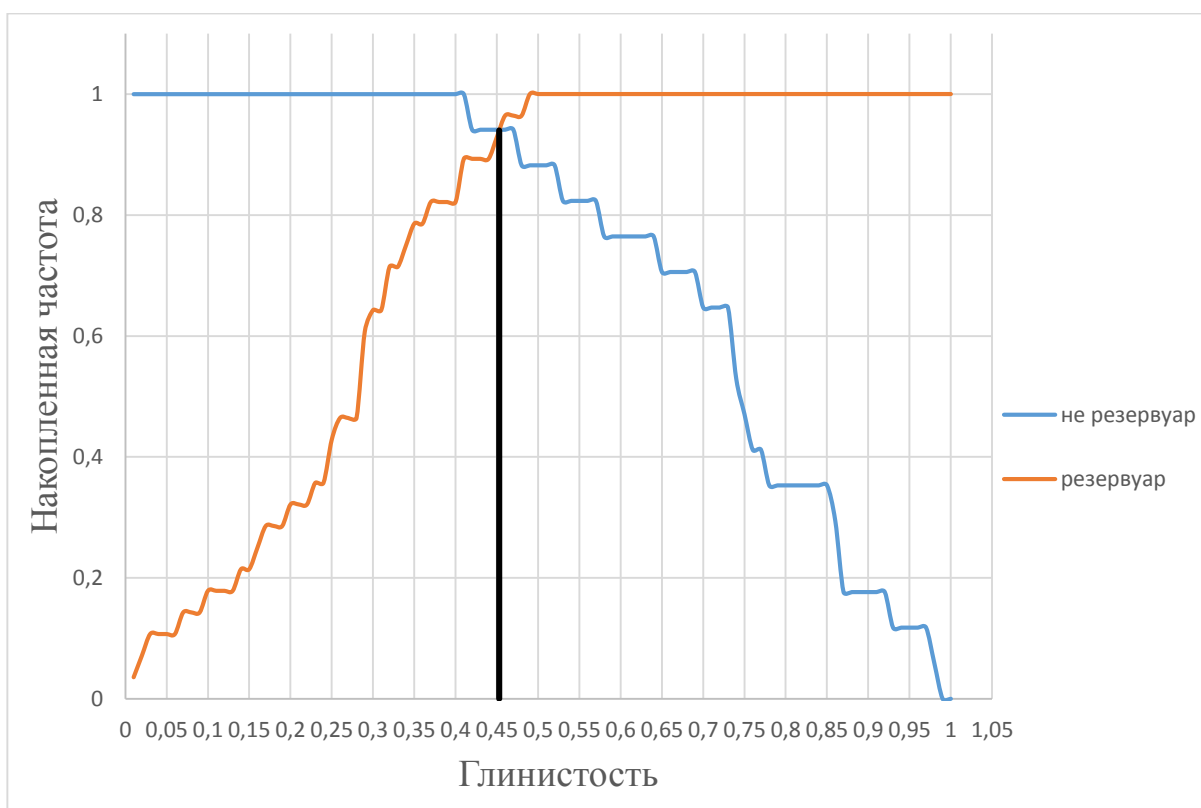


Рисунок 9.15 – Критическая глинистость.

9.6.2. Критическая проницаемость

Значение критической проницаемости определяется построением зависимости керновой проницаемости и динамической пористости.

Динамическая пористость рассчитывается по с учётом керновой водонасыщенности, пористости и остаточной нефтенасыщенности:

$$\phi_d = \phi(1 - S_{or} - S_w) \quad (9.10)$$

Где, ϕ – керновая пористость;

S_{or} – остаточная нефтенасыщенность (0.29);

S_w – керновая водонасыщенность.

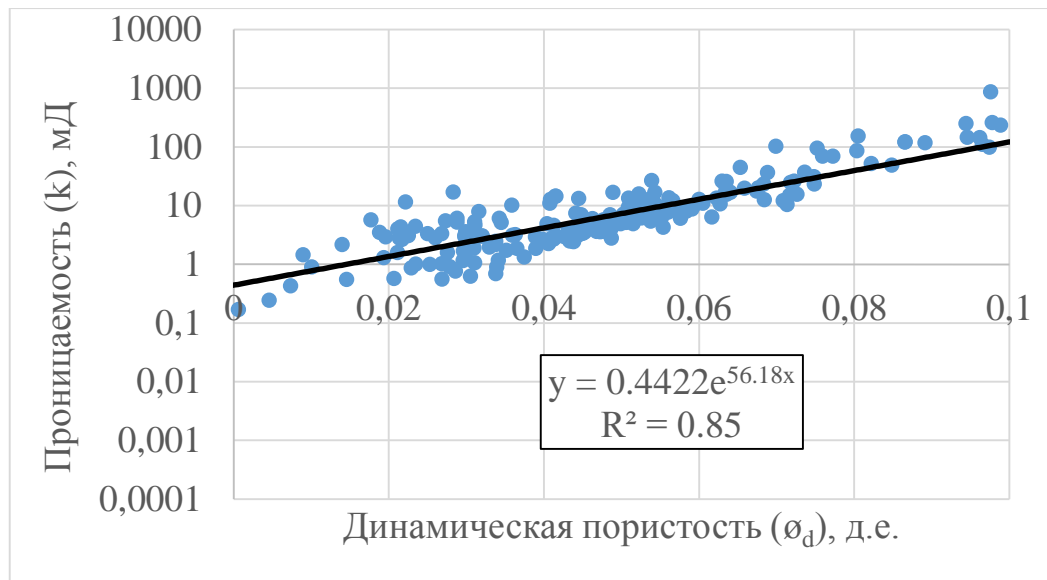


Рисунок 9.16 – Отношение проницаемость и динамической пористости.

Таким образом, из соотношения проницаемости по керну и динамической пористости (Рисунок 9.16), критическая проницаемость равна при значении $\varnothing_d = 0$, следовательно, $k_{cr} = 0.4$ мД.

9.6.3. Расчёт критической пористости

Критерий отсека по пористости определяется из соотношения керна пористости и проницаемости (Рисунок 9.17).

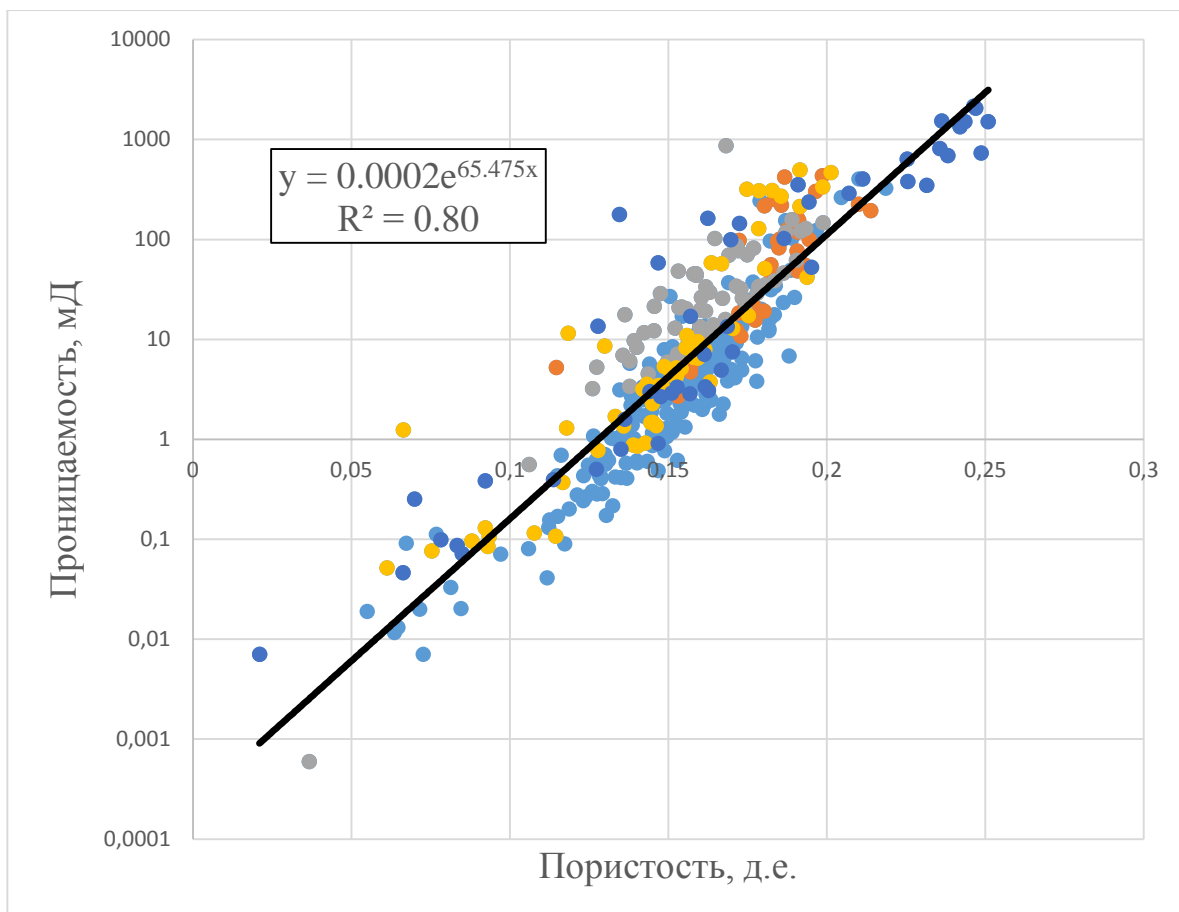


Рисунок 9.17 – Отношение ядерной пористости и проницаемости.

Из полученного уравнения определяем критическое значение пористости:

$$\phi_{\text{критическое}} = \frac{\ln\left(\frac{k_{\text{критическое}}}{0.0002}\right)}{65.475} \quad (9.11)$$

Таким образом, критическое значение по пористости равен 0.12 (12%).

9.6.4. Критическая водонасыщенность

Параметр отсечения по водонасыщенности определяется по построенному графику фракционного потока и водонасыщенности (Рисунок 9.18).

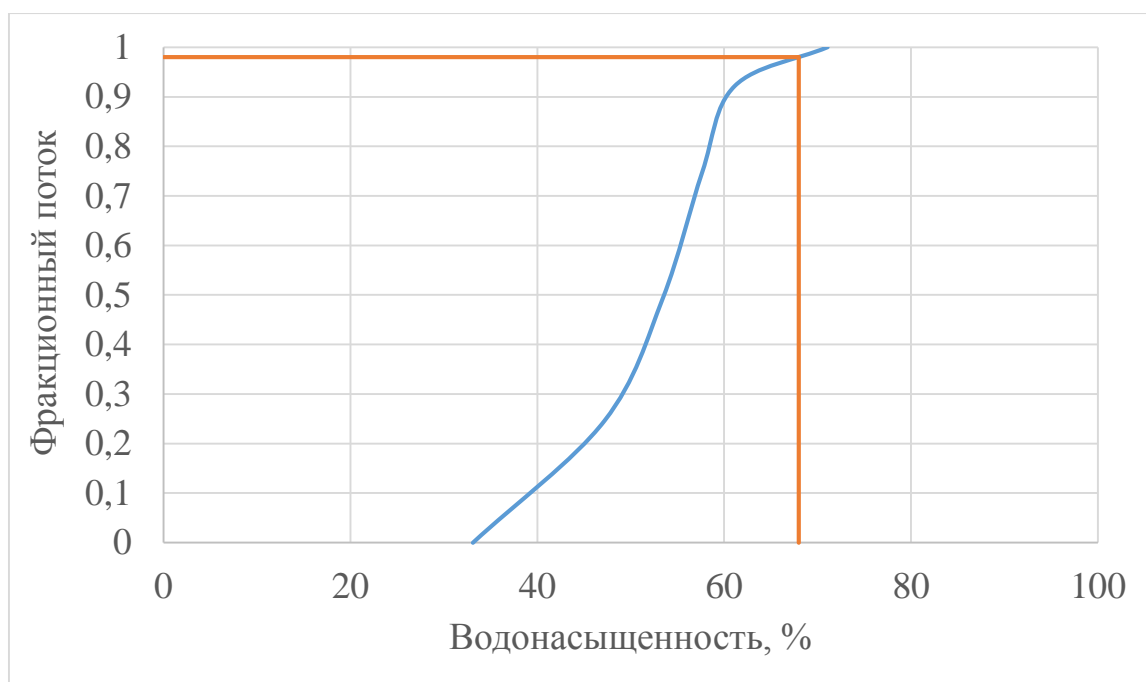


Рисунок 9.18 – График водонасыщенности и фракционного потока.

Таким образом, критическая водонасыщенность равна 0.68 (68%).

9.7.Итоги расчёта петрофизической модели

Проанализировав полученные петрофизические результаты и проанализировав ГИС по всем скважинам, можно заметить, что в северной части месторождения выделяется пачка с улучшенными значениями фильтрационно-ёмкостных свойств (Рисунок 10.2). Также данная ситуация выделяется и аномальными показаниями по каротажам электрического сопротивления и проводимости (Рисунок 9.19, 9.20).

Well 28

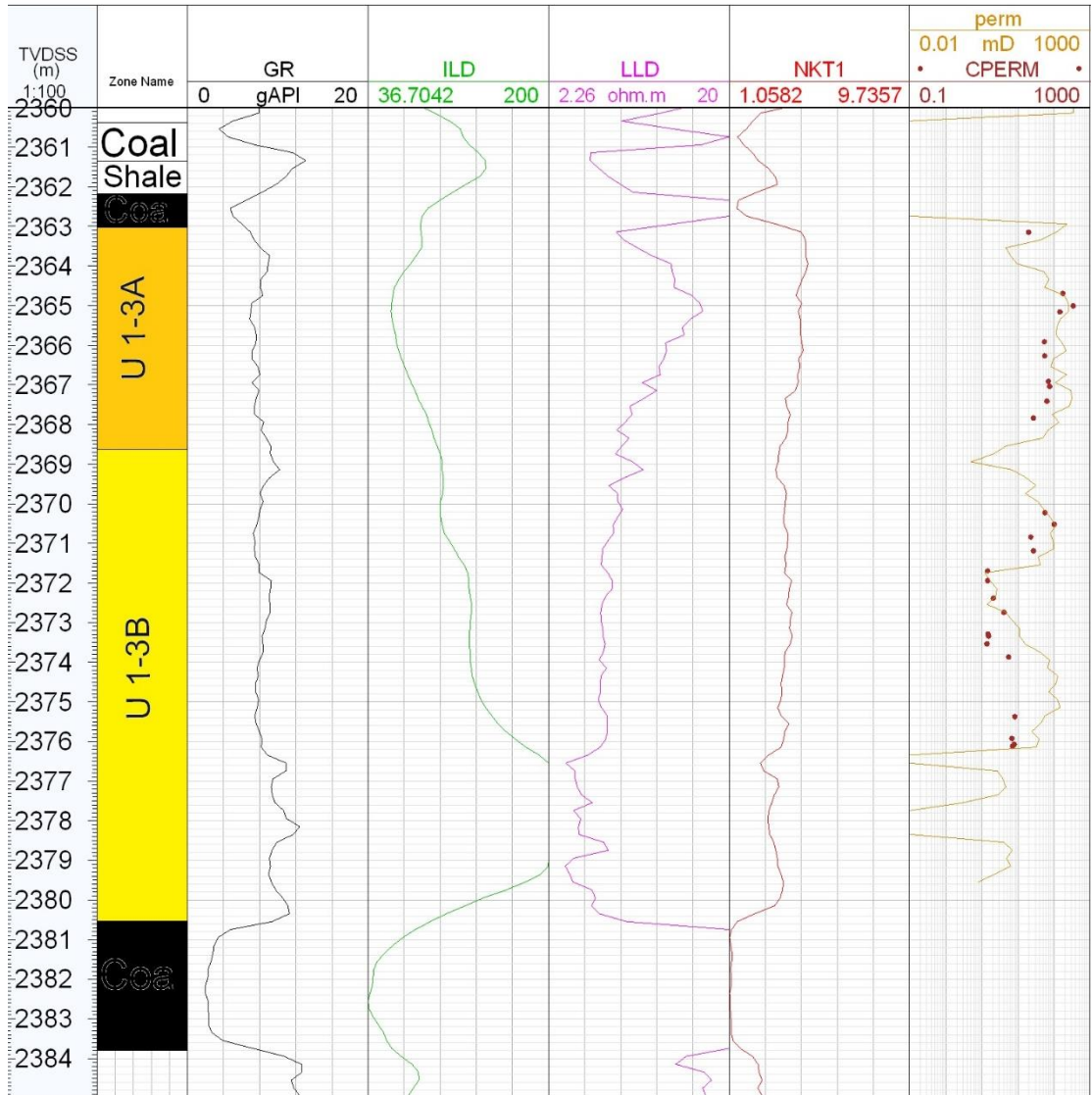


Рисунок 9.19 – Пример выделения высокопроницаемой пачки пласта Ю₁³ по скважине 28.

Well 87

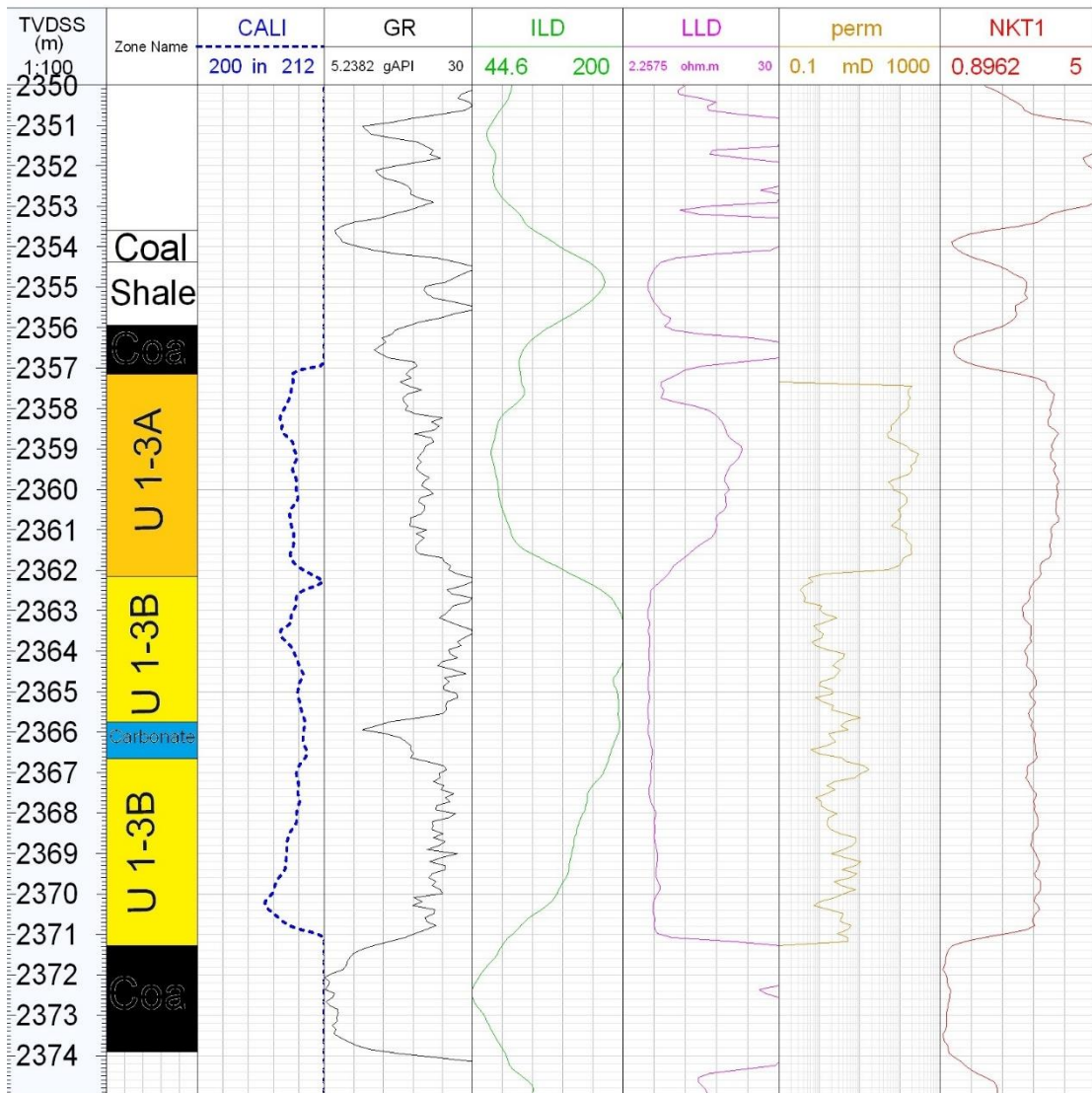


Рисунок 9.20 – Пример выделения высокопроницаемой пачки пласта Ю₁³ по скважине 87.

Таким образом, скважины в которых выделяются высокопроницаемые пачки, видно, что интервал с улучшенными ФЕС характеризуются повышенным значением рассчитанной проницаемости, а также выделяется такая особенность, что значения электропроводности характеризуются уменьшенными значениями, а электрическое сопротивление характеризуется повышенными значениями. Данная особенность выделяется на исследуемом ме-

сторождении, что характеризует особенность высокопроницаемой пачки на данном месторождении.

Следовательно, целевой пласт Ю₁³ можно разделить на 2 пачки, а именно в скважинах, где выделяются высоко- и низкопроницаемые пачки, и определить индексацию данной зоны, как Ю₁^{3a} – высокопроницаемая пачка и Ю₁^{3б} – низкопроницаемая пачка.

В скважинах, где высокопроницаемая пачка не выделяется, то индексация целевого пласта остаётся прежней: Ю₁³.

Итоги расчёта петрофизической модели приведены в Таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты расчётов петрофизической модели пласта Ю13 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Пласт	К, мД	Ø, %	S _w , %	Н, м	Н _{эффективная} , м	Н _{макс} , м	Н _{мин} , м
Ю ₁ ³	10.77	15.31	46.92	13.5	10.13	16.5	8.9
Ю ₁ ^{3a}	134.03	17.2	36.28	5	4.5	7.4	2.3
Ю ₁ ^{3б}	10.2	15.55	51.2	9.57	6.22	11.2	7.4

10. ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ФАЦИЙ

Проанализировав керновые данные, проанализировав ГИС по всем скважинам и посчитав петрофизическую модель, следующим шагом данной работы является построение карты фаций распространения карбонатных тел на месторождении и карты распространения высокопроницаемой зоны продуктивного пласта.

На основе анализа ГИС по всем скважинам была построена концептуальная модель целевого пласта (Рисунок 10.1). Корреляционная панель по 19 скважинам представлена в Приложение Б по направлению с севера на юг.

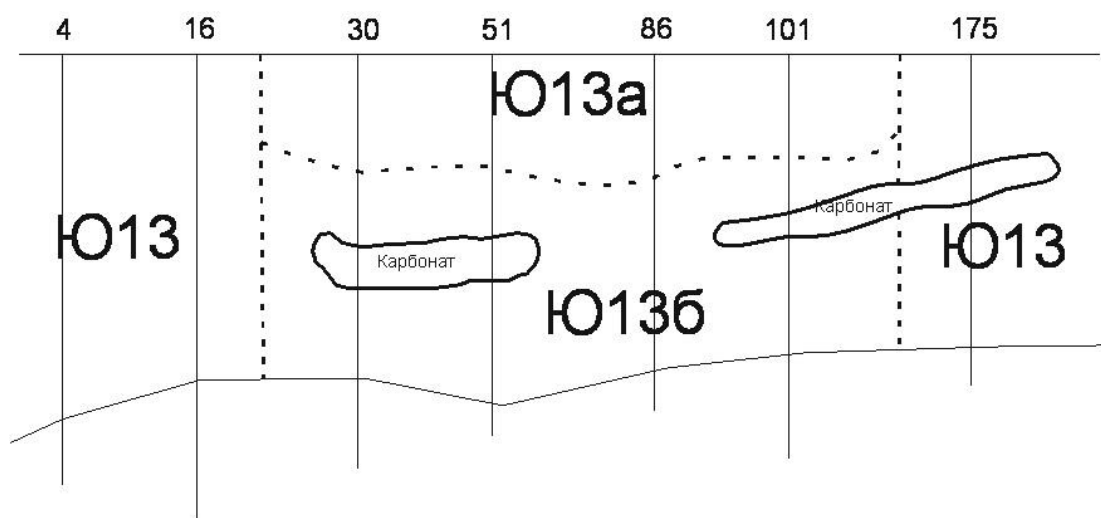


Рисунок 10.1 – Концептуальная модель пласта Ю₁³ (север-юг, с права на лево).

Как было сказано ранее, в пласте Ю₁³ выделяются зона с высоко- и низкопроницаемыми зонами. Данная зона выделяется по характерным признакам, а именно резкое различие по проницаемости по керновым данным в скважинах 28, 33, 61, 189. Более того, в скважинах где нет керна, рассчитанная проницаемость также резко отличается в двух пачках как показано было ранее на Рисунках 9.19, 9.20. Также данная зона выделяется аномальным поведением каротажей электрического сопротивления и электрической проводимости.

В среднем значения электрической проводимости в высокопроницаемой зоне равна 80 мСм и 159.7 мСм в низкопроницаемой зоне. Средние значения электрического сопротивления в высокопроницаемой зоне равна 12.54 Ом-м и 6.34 Ом-м в низкопроницаемой зоне.

Таким образом высокопроницаемая пачка выделяются в 79 скважинах преимущественно в северной части месторождения (Рисунок 10.2).

В среднем мощность высокопроницаемой пачки равна 5 метрам и средняя проницаемость равна 134 мД.

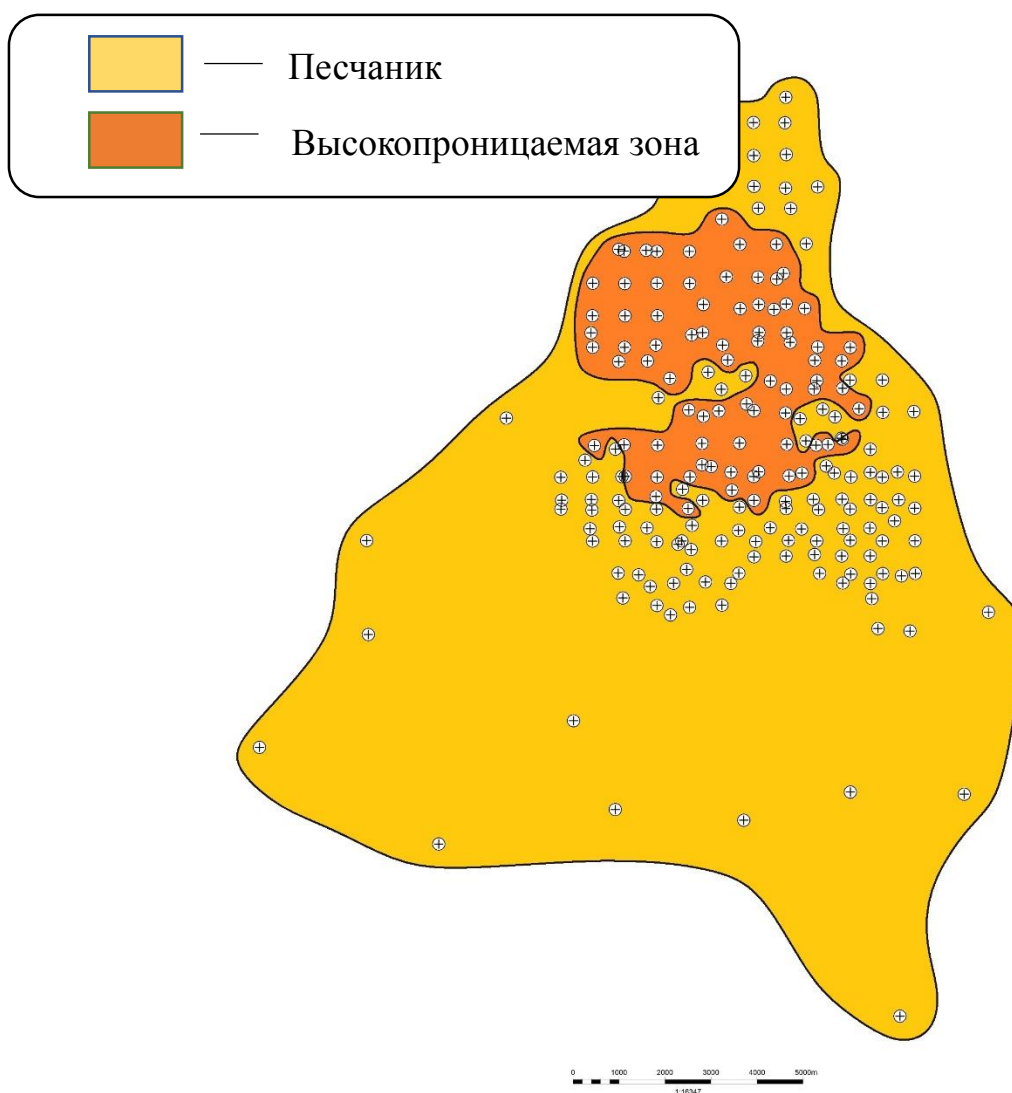


Рисунок 10.2 – Выделение высокопроницаемой пачки Ю₁^{3а} в целевом пласте Ю₁³.

Для построения фациальной карты распространения карбонатных тел были исследованы ГИС по всем скважинам. Примеры выделения карбонатных пропластков в разрезе скважин 20, 165 показаны на Рисунках 10.3 и 10.4.

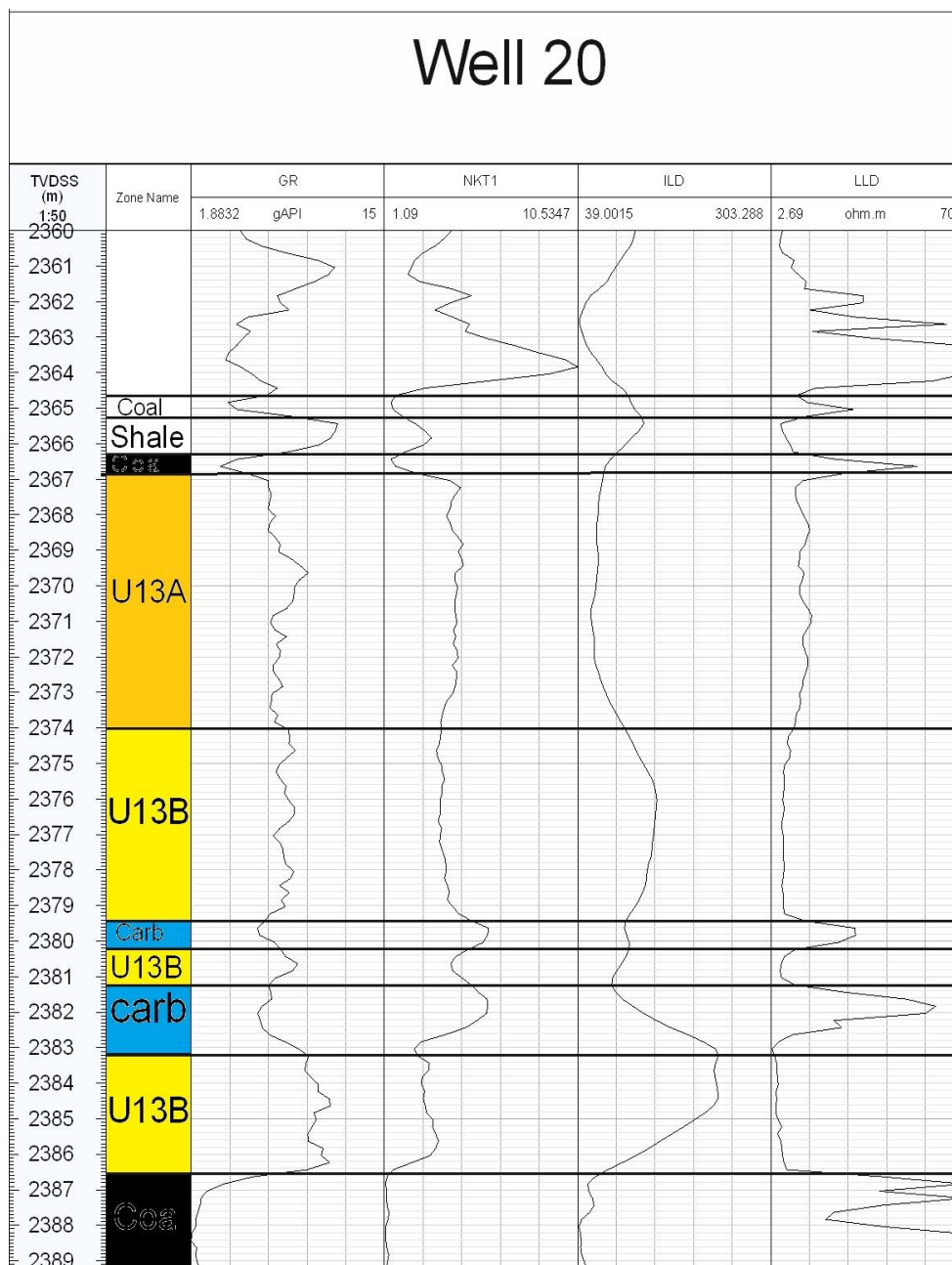


Рисунок 10.3 – Выделение карбонатных пропластков в скважине 20.

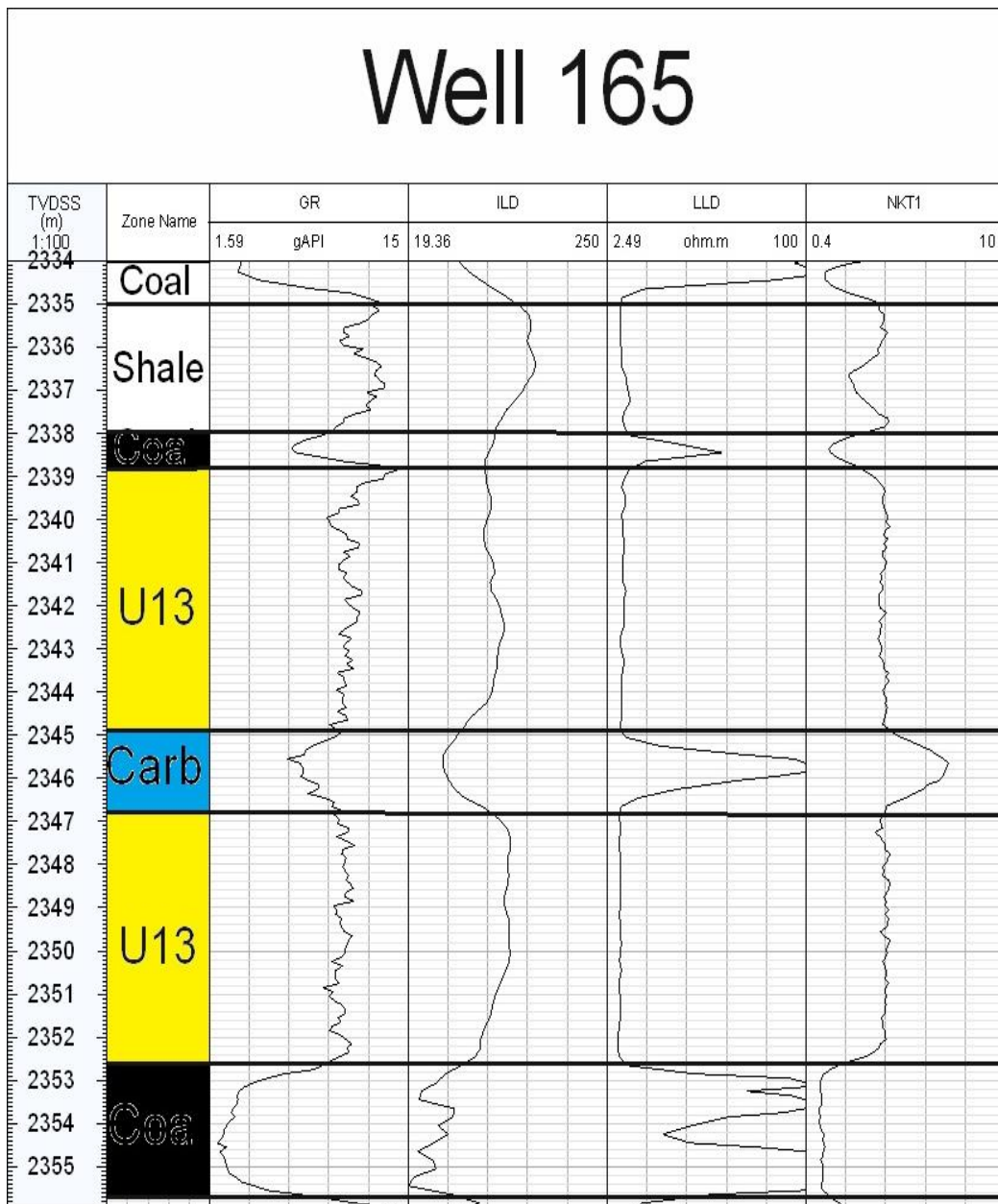


Рисунок 10.4 – Выделение карбонатных пропластков в скважине 165.

Карбонатные пропластки выделяются по характерным признакам определённых методов ГИС, а именно отмечаются повышенные значения по нейтронному каротажу, пониженным значениям гамма каротажа, повышенным электрическим сопротивлением и пониженной электрической проводимостью. Данная закономерность прослеживается во всех 130 скважинах, где выделяются карбонатные пропластки. На основе данного анализа была построена карта фаций с распространением карбонатного тела (Рисунок 10.5).

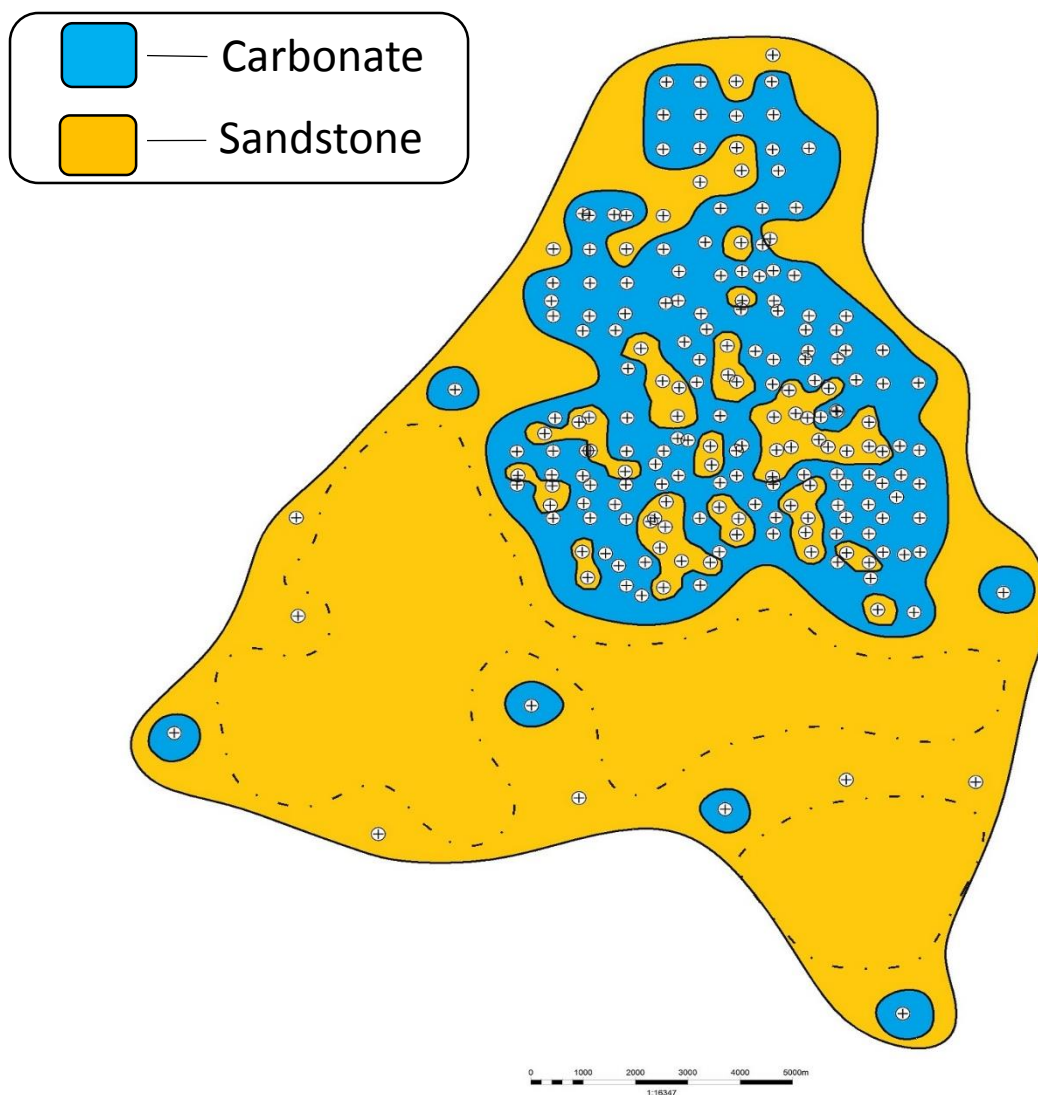


Рисунок 10.5 – Распространение карбонатного пропластка в исследуемом пласте.

В среднем мощность карбонатного пропластка равна 1.26 м, максимальное же значение равно 2.9м, а минимальное 0.6м.

Также на месторождении наблюдается ситуация, что в некоторых скважинах встречаются два карбонатных пропластка, а в соседней один пропласток. Таким образом возникает вопрос, каким образом связаны эти пропластки или же есть вообще связь между карбонатными пропластками в межскважинном пространстве по месторождению в принципе. На Рисунках

10.6, 10.7, 10.8, 10.9, 10.10 показаны наглядные примеры различной связанности карбонатных пропластков по скважинам 18, 19, 20, 21, 22.

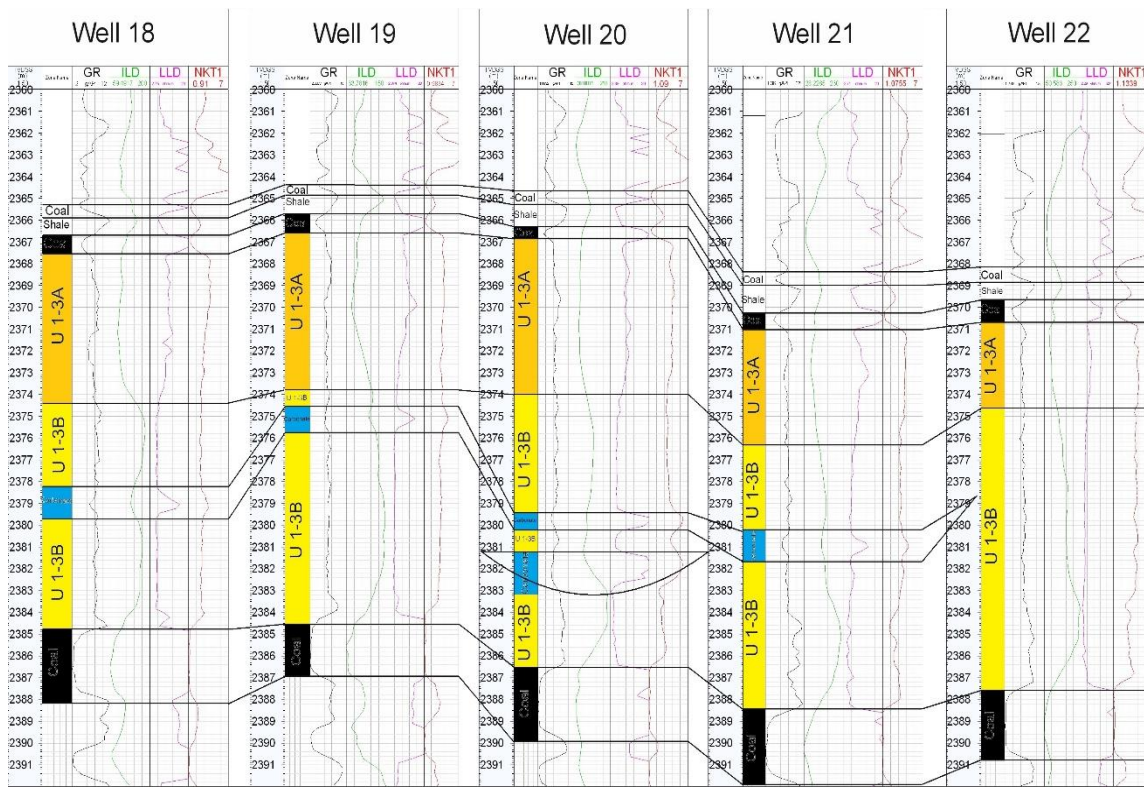


Рисунок 10.6 – Распространение карбонатных тел (вариант 1).

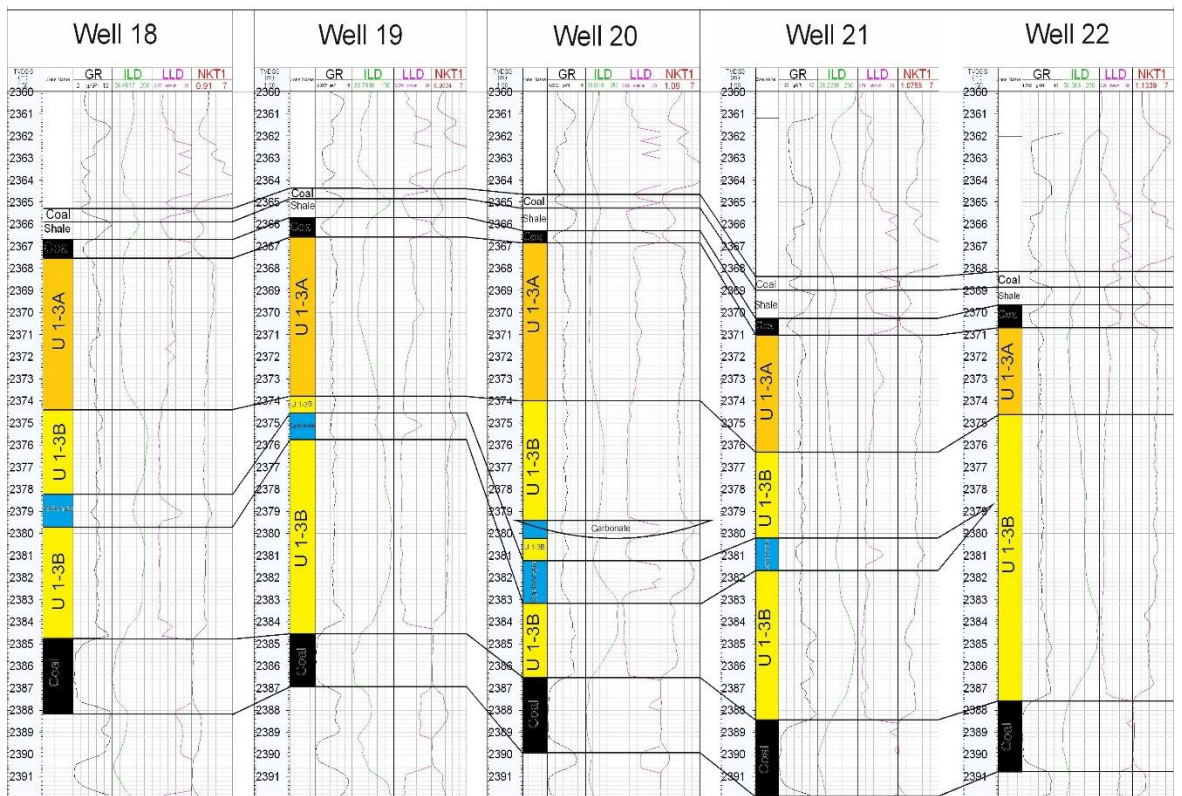


Рисунок 10.7 – Распространение карбонатных тел (вариант 2).

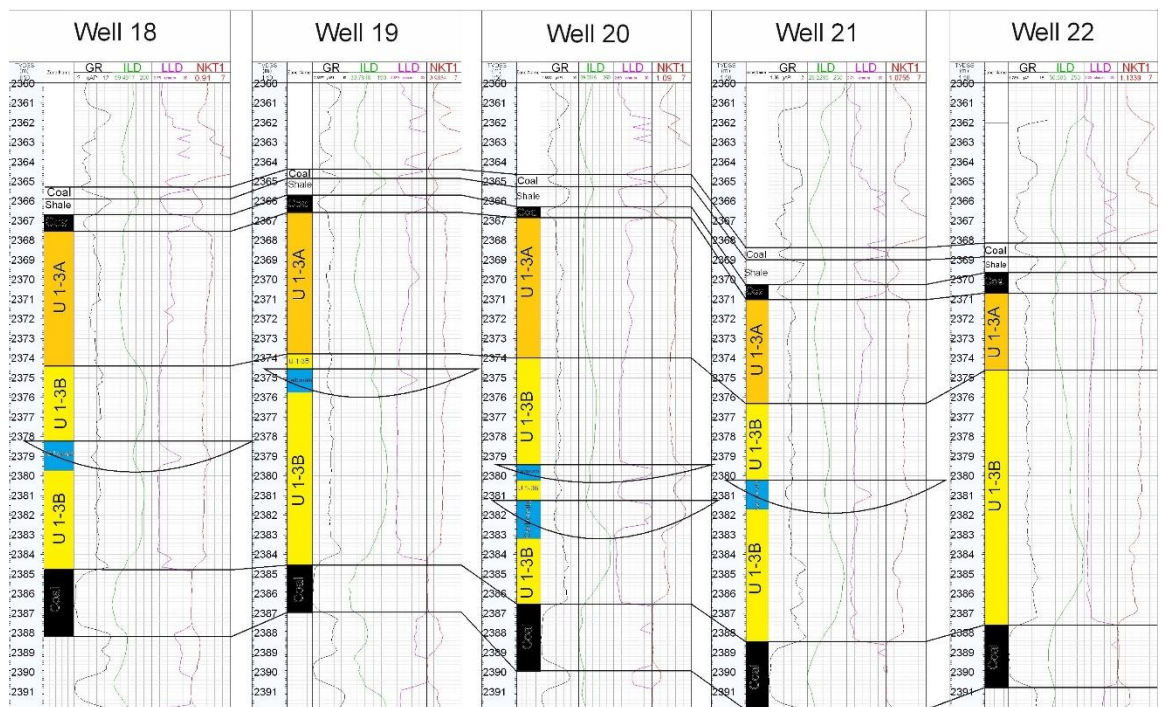


Рисунок 10.8 – Распространение карбонатных тел (вариант 3).

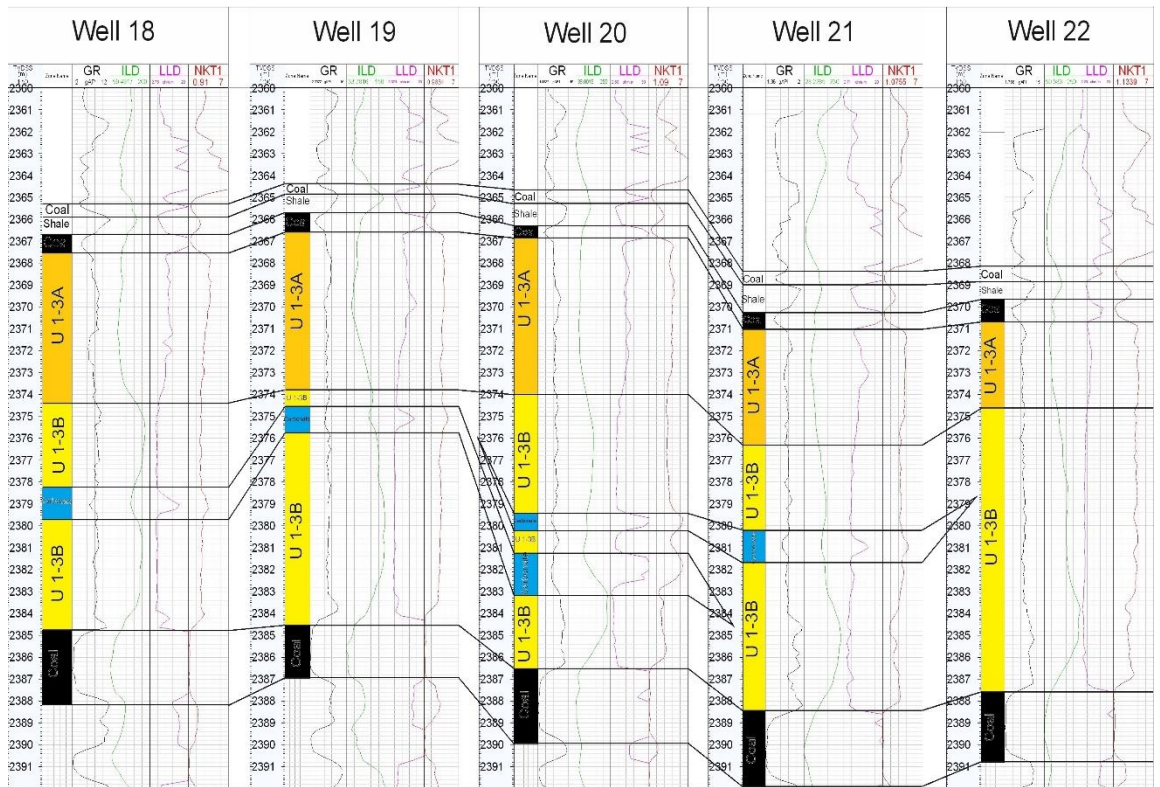


Рисунок 10.9 – Распространение карбонатных тел (вариант 4).

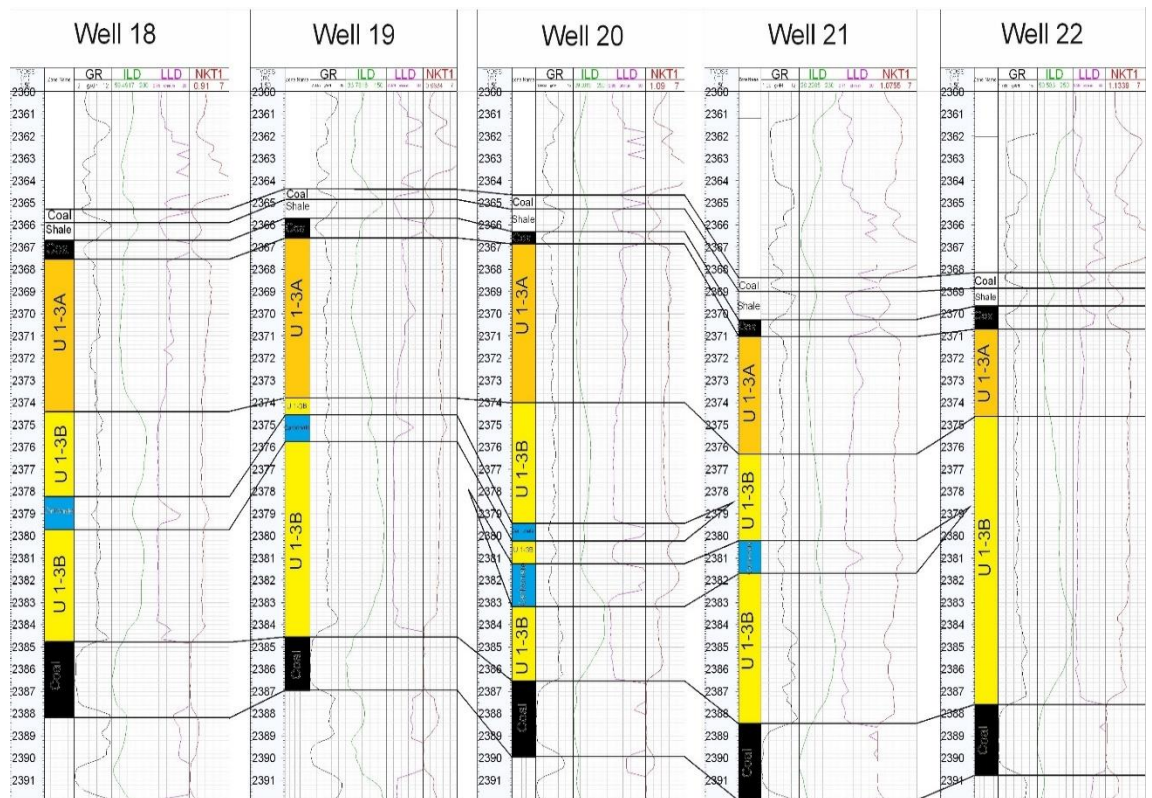


Рисунок 10.10 – Распространение карбонатных тел (вариант 5).

Важность понимания распространения карбонатного пропластка и связи между ними напрямую связана с разработкой месторождения. Распределение карбонатных тел будет влиять методы МУН, просадку давления во время разработки, также это будет влиять на обводнённость добываемого флюида, срок прорыва воды (раньше или позже). Также при закачке воды для интенсификации притока нефти, связанность карбонатных тел будет влиять на фронт вытеснения, в зависимости от того, как будет закачиваться вытесняющая жидкость.

11. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ТЕЛ НА РАЗРАБОТКУ ИССЛЕДУЕМОГО ПЛАСТА

Как было сказано ранее, в некоторых скважинах встречается два карбонатных пропластка, когда как в соседней скважине один карбонатный пропласток. Следовательно, возникает вопрос о том, как соединены данные карбонатные пропластки, так как никаких исследований, направленных на выяснение связи карбонатных тел, не проводилось. Варианты соединения карбонатных тел были представлены на Рисунках 10.6, 10.7, 10.8, 10.9, 10.10.

Определив возможные варианты связи карбонатных тел, возникают следующие вопросы, как различная связанность карбонатов влияет на разработку целевого пласта и есть ли вообще влияние, будут ли изменяться объёмы добычи, пластовое давление, различие в соотношении добываемой нефти и воды, в каком из случаев произойдет прорыв воды раньше, а в каком позже.

Для учёта влияния распространения карбонатных тел на разработку пласта Ю₁³ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения использовалась гидродинамическая модель, где были приняты во внимание различные способы связи карбонатных пропластков. Для расчёта гидродинамической модели использовалось ПО «Tempest».

Для создания различных способов связи карбонатных пропластков использовалась геологическая модель пласта, а именно изменялся куб песчаности (NTG), где наличие карбонатного тела определялось значением ноль. Таким образом те ячейки куба песчаности, которые равны 0, становятся неактивными и не учитываются при дальнейших гидродинамических расчётах.

В итоге были построены 5 кубов песчаности в которых учитывались различные способы соединения карбонатных тел, как было показано на Рисунках 10.6, 10.7, 10.8, 10.9, 10.10.

Так исследуемый в данной работе целевой пласт уже был введён в разработку, то по нему имеются исторические данные, которые используются для адаптации гидродинамической модели.

Проведя расчёты гидродинамических моделей с учётом всех исторических данных, был построен график для сравнения по суточному дебиту между историческими данными и рассчитанными по разным моделям (Рисунок 11.1).

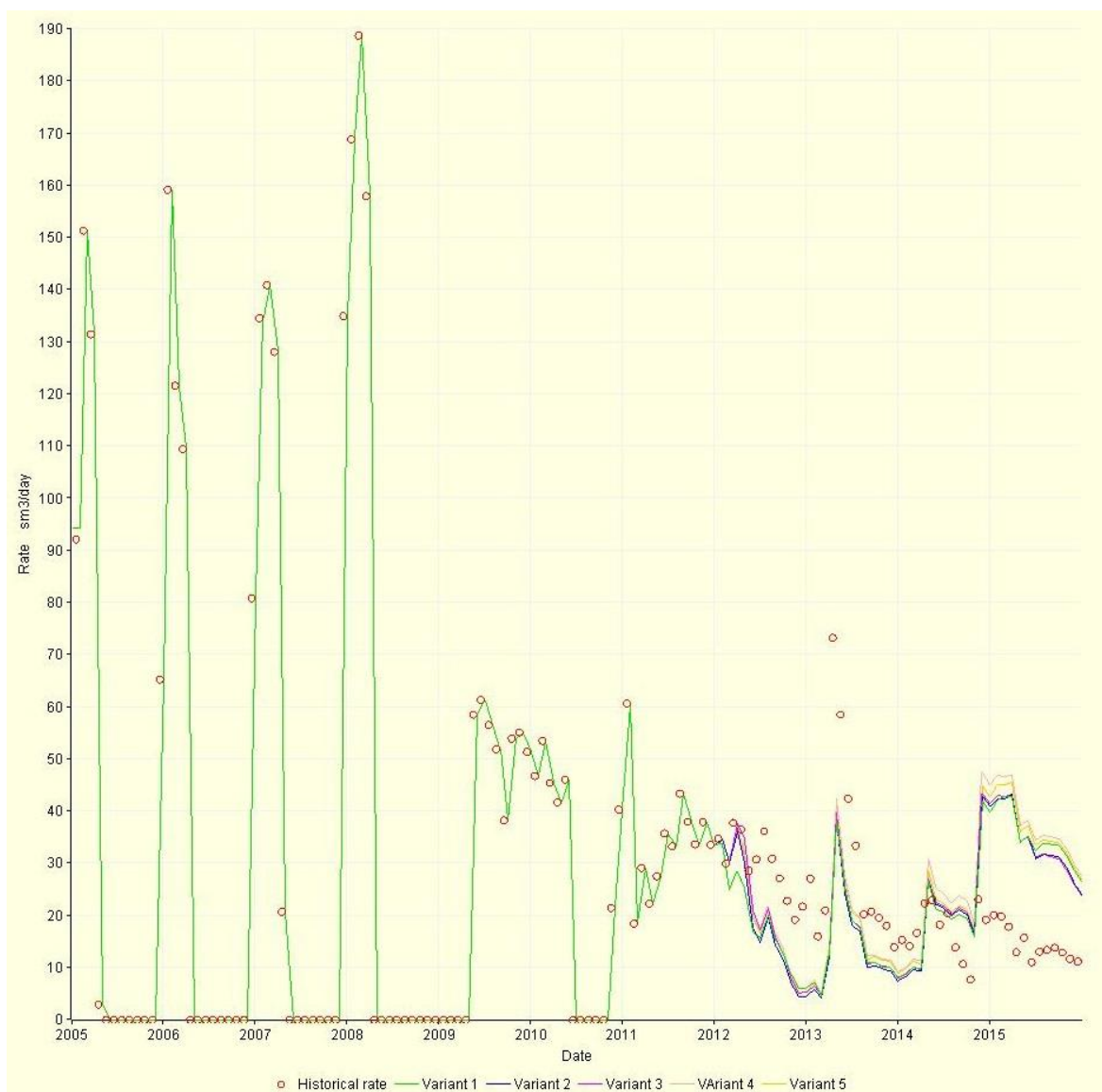


Рисунок 11.1 – Сравнение модельных и исторических данных по суточному дебиту.

Как видно из данного графика, то посчитанные модели имеют хорошую сходимость с историческими данными, что говорит об корректности построенных моделей.

В дальнейшем происходил расчёт прогнозных данных по моделям до 1 января 2035 года. Ключевыми показателями оценки влияния карбонатных тел на добычу нефти являются: суммарная добыча нефти, пластовое давление, соотношение воды к нефти. Также были введены 3 дополнительные вертикальные скважины (800, 801, 802) в зонах с высокой остаточной нефтенасыщенностью для более эффективной выработки пласта.

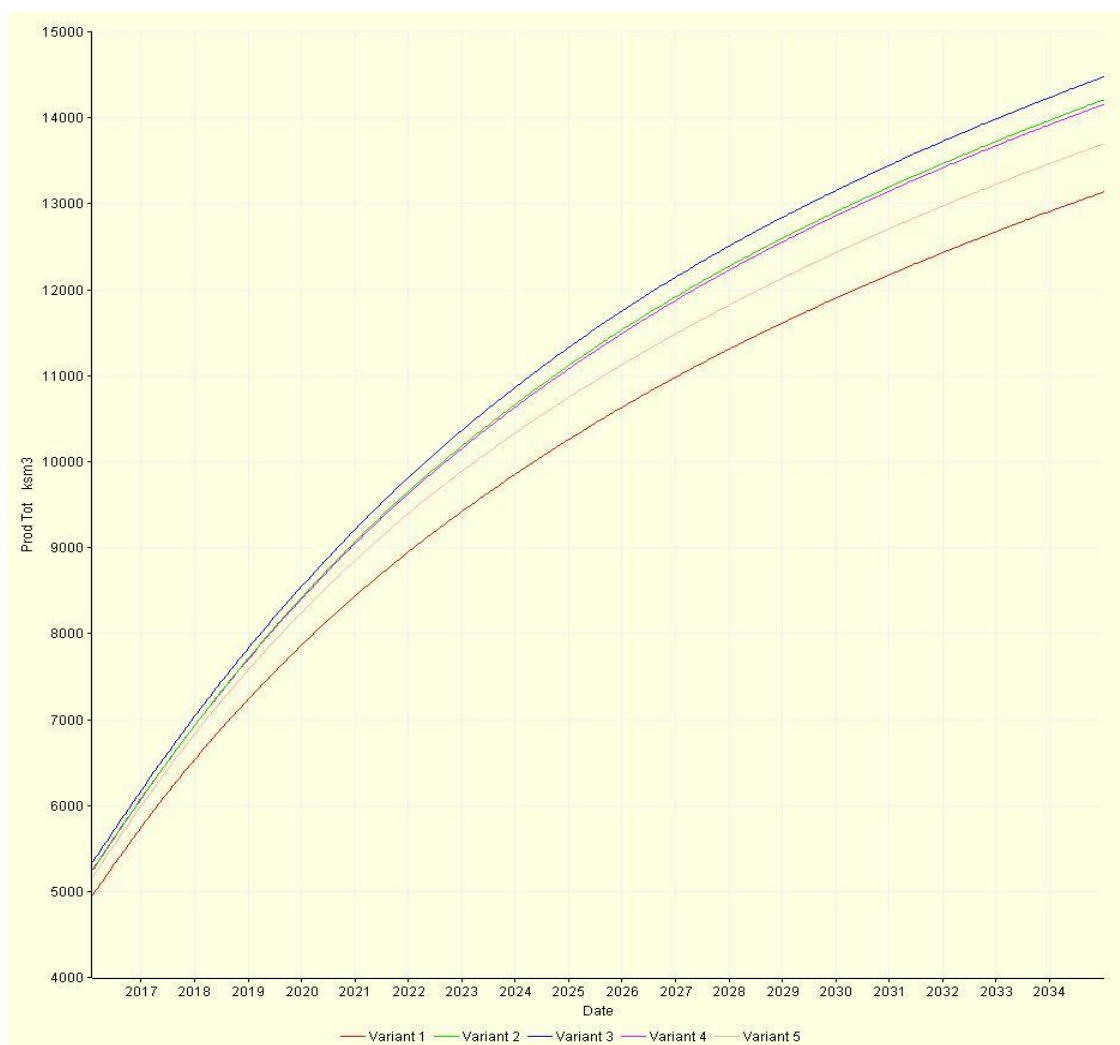


Рисунок 11.2 – Суммарная добыча нефти в зависимости от связанности коллектора.

На Рисунке 11.2 показаны суммарная добыча нефти в зависимости от способов связи карбонатных тел, где видно, что наибольшая добыча нефти наблюдается в случае, если карбонатные тела представлены в форме линз. Данная ситуация связана с тем, что целевой пласт в этом случае не имеет гидравлического сопротивления движению флюида, а также заводнение которое применяется для повышения нефтеотдачи происходит равномерно.

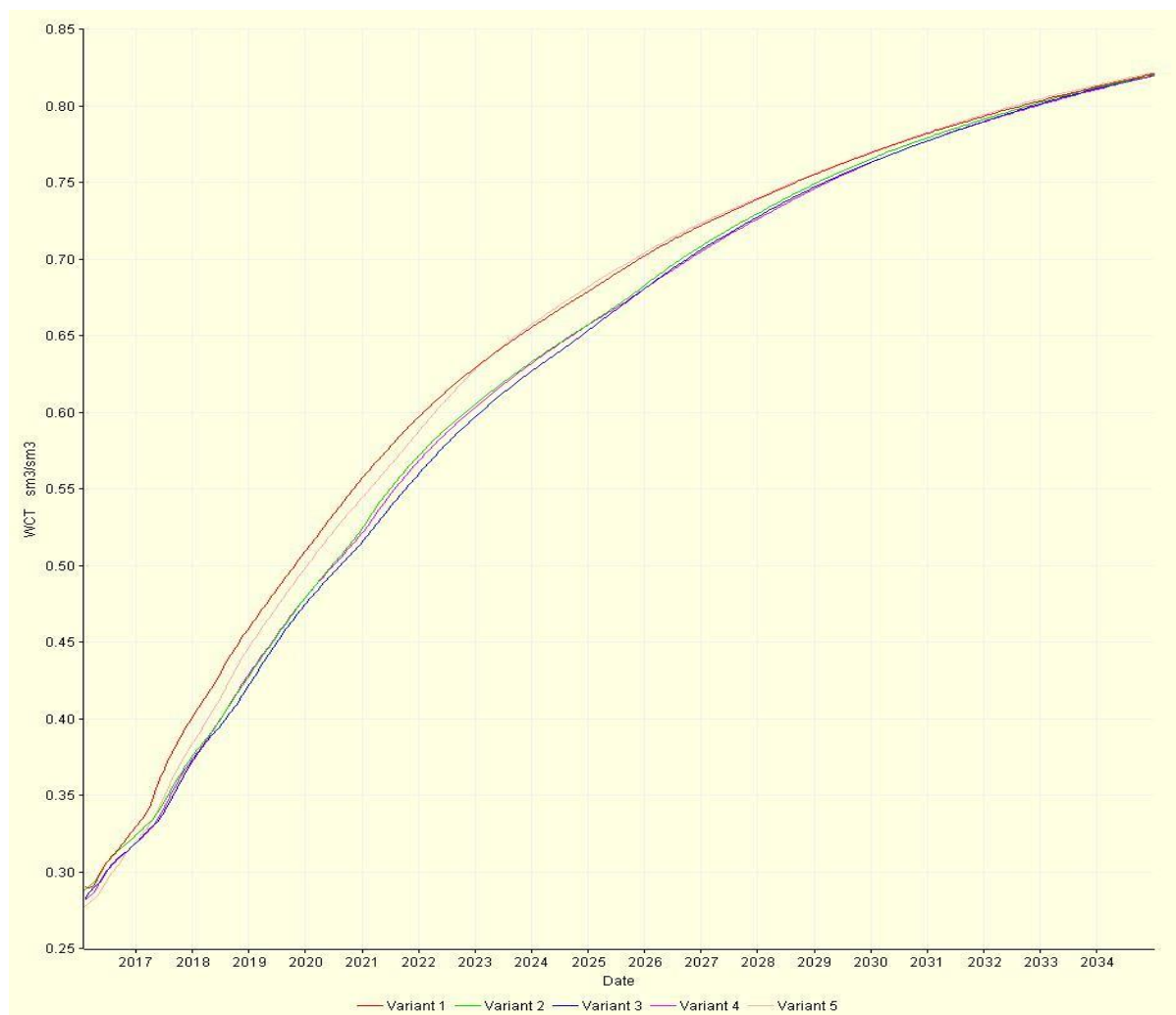


Рисунок 11.3 – Доля добываемой воды в зависимости от связанности коллектора.

На Рисунке 11.3 показана доля добываемой воды. Как можно заметить из данного графика, то прорыв воды позже произойдет в случае, если карбонатные тела представлены в форме линз (вариант 3), и соответственно если карбонаты представлены единым связанным тело (варианты 1, 2, 4, 5), то

прорыв воды произойдёт в данных ситуациях раньше, а степень обводнённости будет зависеть от способа соединения карбонатных пропластков. Данная ситуация связана с тем, что при нагнетании воды распространение будет вытесняющей жидкости по пласту будет происходить неравномерно. Это объясняется тем что при наличии связанного непроницаемого карбонатного пропластка, вода будет двигаться быстрее по высокопроницаемой зоне пласта, которая располагается выше низкопроницаемой зоны (Рисунки 10.6, 10.7, 10.8, 10.9, 10.10).

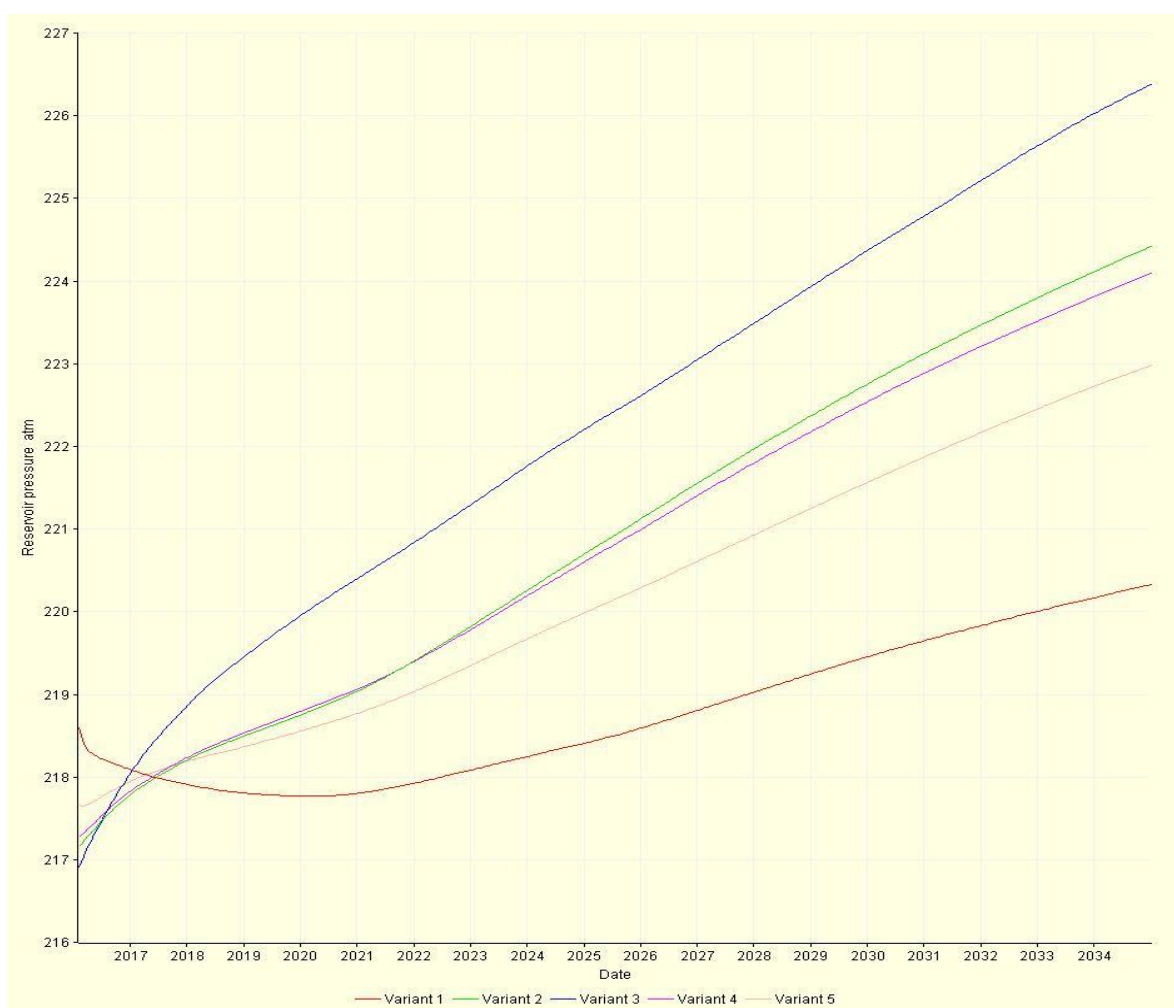


Рисунок 11.4 – Пластовое давление.

На Рисунке 11.4 представлены распределение пластового давления по пласту в зависимости связанности коллектора. На данном графике видно, что лучше всего давление в пласте восстановится в случае, если карбонатные те-

ла представлены в форме линз, что соответствует варианту 3 на графике. Следовательно, хуже восстановление пластового давления будет происходить в случаях связанности коллектора, которая будет зависеть только от способа связи карбонатного прослоя.

Все выше перечисленные различия объясняются действием гравитационной силы, так как при наличии непроницаемого пропластка, который бы разделял коллектор на две зоны прорыв воды будет происходить быстрее по высокопроницаемой зоне пласта и соответственно вытеснение нефти будет происходить менее эффективно. В случае если карбонатные тела представлены в виде линз, а именно коллектор будет связан, то будут действовать гравитационная сила, в результате которой нагнетаемая вода из высокопроницаемой зоны будет под действием сил гравитации спускаться вниз.

12. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной работе исследуется влияние связанности коллектора на разработку целевого пласта в зависимости от способа соединения карбонатных тел.

Степень влияния связанности коллектора оценивается по суммарной добыче нефти, что в свою очередь напрямую влияет на итоговую прибыль. Таким образом целью данного экономического расчёта является создание экономической модели, по которой станет возможно определить доход от добытой нефти с учётом всех затрат, налоговых отчислений и ставки дисконтирования, а также сравнить итоговую прибыль в зависимости от связанности карбонатного тела.

12.1. Входные данные и допущения

Исходя из доступной информации были приняты следующие входные данные:

- Капитальные затраты;
- Операционные затраты;
- Макроэкономический прогноз Министерства Экономического развития Российской Федерации;
- Профиль добычи.

Учитывая, что данная работа выполняется в 2019 году, а исторические данные были предоставлены до 1 января 2016 года, то примем начало экономических расчётов на 1 января 2019 года.

Также были приняты следующие допущения для последующих экономических расчётов:

- Расчёт проекта с 2019 года;
- Добыча с 2019 года;

- Ставка дисконта: 15%;
- Пункт агрегирования: середина года;
- Линейная амортизация;
- Все расчёты проводятся в реальных деньгах.

12.2. Модель денежного потока

Расчёт модели денежного потока создаётся с целью расчёта основных экономических параметров. В данной работе с учётом того, что исследуемый пласт уже введён в разработку, основным экономическим показателем будет являться чистый дисконтированный доход (NPV).

Поток денежных средств рассчитывается по следующей формуле:

Поток денежных средств = Прибыль – Капитальные затраты – Операционные затраты – Налоги – Амортизационный фонд

В данной формуле прибыль рассчитывается исходя из продажи всей добытой нефти.

Затем рассчитывается чистый дисконтированный денежный поток по рассчитанному чистому денежному потоку с установленной ставкой дисконта в 15%. Далее просуммировав полученные результаты, получаем чистый дисконтированный доход (NPV), который является один из основных экономических параметров для оценки прибыльности проекта. Ниже представлена формула для расчёта NPV:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (12.1)$$

Где:

- CF – денежный поток;
- i – ставка дисконта;
- t - год.

12.3. Капитальные затраты

Капитальные затраты — это затраты которые требуются для создания инфраструктуры для добычи нефти. Так разработка происходит на уже введённом в эксплуатацию месторождении, то капитальным затратами будут только нововведённые скважины.

Информация по капитальным затратам предоставлена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Капитальные затраты.

Кол-во скв.	Тип скв.	Длина ствола скважины, м	Итоговая стоимость, руб
3	вертикальные	2400	32523400

Таким образом стоимость бурения трёх вертикальных скважин будет равна 325223400 рублей.

12.4. Операционные затраты

Операционные затраты – это затраты которые необходимы для поддержания работы системы добычи на месторождении. В операционные затраты будут входить операции для улучшения притока на новых скважинах, а именно проведение операции по перфорации и кислотной обработки призабойной зоны пласта. Список операционных затрат приведены в Таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Операционные затраты.

Количество скважин	Тип операции	Стоимость, руб.
3	Кислотная обработка	1000000
3	Перфорация	1000000
3	Затраты на добывающую скважины	2108000
3	Затраты на нагнетательную скважину	2108000
Итого		12324000

12.5. Налоговые отчисления

Налоговые отчисления являются обязательными формами платежа предприятия государству.

В список основных налоговых отчислений в соответствии с требованиями входят:

- НДСИ;
- Налог на прибыль;
- Налог на имущество.

Сумма налоговых отчислений представлены в Таблице 12.3.

Таблица 12.3 – Налоговые отчисления.

	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
Добыча, м ³	8373120	9243630	9407770	9146610	8752180
НДСИ, руб	66941573	70294825	71671474	69846451	66953487
Налог на прибыль, руб	24202314	27091034	27599975	26915965	25783093
Налог на имущество, руб	104536.6	104536.6	124090.5	104536.6	68604,58

12.6. Результаты расчёта чистого дисконтированного дохода

Степень связанности коллектора, а именно способы соединения карбонатных тел продуктивного пласта будут напрямую влиять на количество добытой нефти, а соответственно и на доход от добычи (NPV).

Доход от добытой нефти в зависимости от способа связи карбонатного коллектора показаны в Таблице 12.4.

Таблица 12.4 – Чистый дисконтированный доход от добычи нефти.

Способы связи карбонатного коллектора	1	2	3	4	5
Добыча, м ³	8373120	9243630	9407770	9146610	8752180
NPV, 10 ⁹ руб.	49.4	54.4	55.4	53.9	52

На Рисунке 12.1 представлен суммарный денежный поток в течении 15 лет разработки месторождения. По данному графику можно определить чистый дисконтированный доход на каждый год и для каждого варианта суммарной добычи.

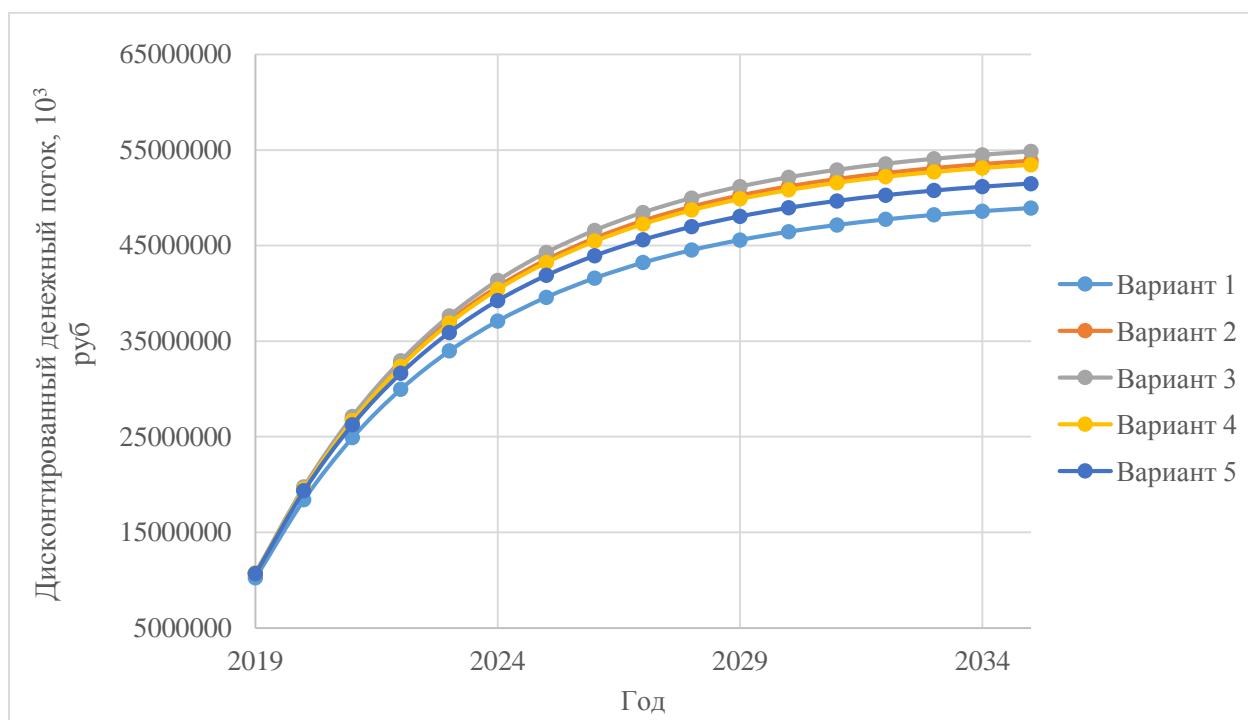


Рисунок 12.1 – Суммарный дисконтированный денежный поток.

В данной главе было экономически оценено влияния связанности коллектора в зависимости от способа связи карбонатных тел в целевом пласте. По рассчитанному чистому дисконтированному доходу оценивается прибыль в зависимости от связанности коллектора. Таким образом наибольшая прибыль от добычи нефти возможно в случае если выявленные прослои карбонатных тел являются линзами.

13.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В дипломной работе рассматриваются проблемы связанные с разработкой Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Деятельность предприятий нефтегазовой промышленности напрямую связана с отрицательным воздействием технологического процесса добычи углеводородов и бурения скважин на окружающую среду, следовательно, вопросы защиты и охраны природной среды для данной отрасли играют значимую роль.

13.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все производственные помещения, оборудование, технологические процессы должны отвечать требованиям обеспечения здоровых и безопасных условий труда.

Требования к производственному оборудованию, равно как и к его размещению и организации рабочих мест, а также требования безопасности, предъявляемые к организации производственных процессов и направленные на предупреждение производственного травматизма, закрепляются в правилах по технике безопасности.

Требования, содержащиеся в правилах по технике безопасности и производственной санитарии, должны выполняться при строительстве предприятий, начиная со стадии проектирования, при конструировании и изготовлении оборудования, станков, машин [12].

13.2. Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении буровых работ в районах Крайнего Севера и приравненных к таким районам местностям рабочие получают дополнительные льготы и надбавки, указанные в законе «О государственных

гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Буровые работы должны проводиться в соответствии с требованиями действующих регламентов и руководящих документов. Запрещается выполнять буровые работы без оформления необходимых разрешений.

Работы, проводимые в зимнее время, расположенные в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям, а также выведенном из эксплуатации оборудовании, должно быть обеспечено соответствующее освещение рабочих мест.

К проведению работ допускаются лица, прошедшие подготовку и имеющие квалификационное удостоверение, а также должны иметь справку о медицинском осмотре, подтверждающий пригодность к выполнению данной работы. Согласно «Типовым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам», работники должны обеспечиваться спецобувью, спецодеждой, а также другими средствами индивидуальной защиты, имеющих соответствующие сертификаты соответствия.

Все работы по подготовке и непосредственно бурению скважин выполняются в соответствии с нарядом-допуском, в котором указаны виды работ, их место проведения, ответственные лица, а также лица, участвующие в работах. [13].

13.3. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Территория предприятия и размещение на ней зданий, сооружений и различных производственных объектов должны соответствовать проекту, разработанному согласно требованиям строительных норм и правил, норм технологического проектирования. Территория предприятия, отдельных

производственных объектов должна быть спланирована, иметь необходимую инфраструктуру, застраиваться по генеральному плану.

К буровым, насосным и компрессорным станциям, другим производственным объектам должны быть проложены дороги и подъезды, а также подготовлены площадки для разгрузки, размещения оборудования и материалов.

При значительной отдаленности объектов от магистральных дорог, заболоченности местности или затопляемости территории паводковыми водами строительная площадка оборудуется сооружениями для приема авиатранспорта.

Застройка площадей залегания нефти и газа объектами, не связанными с разработкой месторождений, допускается с разрешения предприятия - владельца горного отвода и при положительном заключении органов Госгортехнадзора.

Для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с наличием сероводорода устанавливается буферная зона, которая определяется проектом, из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода до концентрации 30 мг/м³

13.4. Производственная безопасность

При бурении, капитальном и подземном ремонте нефтяных и газовых скважин на работающих действует комплекс неблагоприятных факторов различной природы - в первую очередь интенсивный производственный шум, неблагоприятные микроклиматические, значительные физические и нервно-эмоциональные нагрузки. Кроме того, на рабочих, занятых бурением нефтяных и газовых скважин, их подземным и капитальным ремонтом, воздействуют химические вещества, загрязняющие воздушную среду в зоне дыхания работающих - выхлопные газы дизельных двигателей, вращающих буровую колонну (в основном, они содержат углеводороды, диоксид серы и

оксид углерода); в отдельных случаях - при непосредственной близости разбуриваемой скважины от газоперерабатывающего завода - имеет место загрязнение зоны дыхания рабочих буровых бригад веществами, характерными для ГПЗ - сероводородом, оксидами серы, азота, углерода, меркаптанами [14]. Список возможных опасных факторов представлены в Таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Возможные опасные и вредные факторы.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1.Применение МУН (бурение горизонтальных скважин, применение оборудования ОРД)	Отклонение показателей климата на открытом воздухе, рабочей зоны		ГОСТ 12.1.003-2015 ССБТ [2]
	Повреждения, вызванные контактами с насекомыми		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [3]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СП 52.13330.2011 [4]
	Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014 [5]
		Работы на высоте	ГОСТ Р 12.3.050-2017 [6]
	Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне		ГОСТ 12.1.007-76 [8]
		Сварочные работы	РД 25.160.10-КТН-004-08 [10]

13.5. Анализ опасных и вредных производственных факторов

13.5.1. Метеоусловия

К метеоусловиям при бурении скважин относятся: температура воздуха (°С), влажность воздуха (%), скорость движения воздуха (м/с), тепловое излучение (Вт/м²) и атмосферное давление (мм рт. ст.).

Неблагоприятные микроклиматические условия рассматриваемого месторождения:

- высокая температура летом до плюс 40 °С
- низкая температура в холодные периоды года минус 30°С,
- большая скорость движения воздуха осенью и весной - до 18-20 м/сек и более
- влажность в осенне-зимний период - до 70-100%.

13.5.2. Повреждения, вызванные контактами с насекомыми

В летний и осенний периоды года происходят контакты с насекомыми, которые проникая под одежду наносят укусы. Они могут быть переносчиками многочисленных болезней, бактерий и вирусов.

13.5.3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие [15].

13.5.4. Повышенный уровень шума

Основными источниками шума при бурении скважин являются: буровые насосы, вертлюг, верхний привод и различного рода техника, предназначенная для земельных работ и доставке необходимого материала, которые при своей работе и передвижении издадут большое количество шума, негативно влияющий на работающий персонал. Также к источникам шума при бурении скважин можно отнести следующее оборудование: генераторные установки, сварочные аппараты и режущее оборудование.

Шум может привести не только к нарушениям слуха (в случае постоянного нахождения при шуме более 80 децибел, но может быть фактором стресса и повысить систолическое кровяное давление. [16].

13.5.5. Опасность падения с высоты

К работам на высоте относятся работы, которые выполняются на высоте от 5-8 метров и более от поверхности.

Падение с высоты приводит к телесным повреждениям за счет контакта между упавшим и источником травмы при следующих обстоятельствах: Падение является частично прогнозируемым несчастным случаем с тяжелыми последствиями, происходящим во всех секторах промышленности и присущим всем профессиям.

13.5.6. Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

Работа на производственных объектах не безопасна и одной из причин этому являются вредные газы и токсичные пары. Перед началом таких работ необходимо проверять уровень загазованности воздушной среды в рабочей зоне с помощью специальных приборов (газоанализаторов). Количество вредных примесей в воздухе не должно превышать предельно допустимой

концентрации[17].

13.5.7. Опасные факторы при сварочных работах

В процессе сварочно-монтажных работ существуют опасные факторы, влияющие на сварщика, а именно: поражение открытых частей кожи и глаз лучами сварочной дуги; ожоги при сварке и резке от брызг металла; травмы механического характера в процессе и при подготовке монтажа ремонтных конструкций на буровой вышке.

13.6. Обоснование мероприятия по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

13.6.1. Метеоусловия

Бурение скважин в зимнее время ведется под открытым небом, то есть при пониженных температурах, что в свою очередь может приводить к переохлаждению рабочего персонала. Для предотвращения на организм человека метеорологических факторов предусмотрены средства индивидуальной защиты (кожаные ботинки, комбинезоны, перчатки и рукавицы). Также для профилактики подобных воздействий необходимо организовать специальные помещения с нормальным микроклиматом для перерывов с отдыхом.

13.6.2. Повреждения, вызванные контактами с насекомыми

Для избегания укусов насекомых необходимо обеспечивать рабочий состав специальной одеждой, а именно энцефалитным костюмом, а также аэрозолями и спреями от насекомых.

13.6.3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Проезды и подходы к месту где производится бурение скважины, а также участки проведения работ и рабочие места работающего персонала должны быть достаточно освещены. Освещение должно быть равномерным и без ослепляющего воздействия на рабочих. При проведении сварочно-монтажных работ в рабочей зоне необходимо применять стационарные светильники во взрывозащищенном исполнении с напряжением 220В и подвешенные на высоту не менее 2,5 м.

13.6.4. Повышенный уровень шума

В соответствии с ГОСТ 12.04.011-89 основные методы борьбы с шумом в рабочей зоне приведены в Таблице 13.2.

Таблица 13.2 – Основные методы борьбы с шумом.

№	Методы борьбы с шумом в рабочей зоне.
1	Использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши).
2	Снижение уровня шума в источнике его возникновения.
3	Снижение шума на пути распространения звука.
4	Соблюдение режима труда и отдыха рабочего персонала.
5	Оптимальное размещение источников шума в рабочей зоне.

13.6.5. Опасность падения в высоты

Работодатель, при выполнении работ на высоте, обязан обеспечить наличие индивидуальных средств защиты и защитных систем (предохранительные пояса, канаты страховочные).

Работники допускаются к работе на высоте после прохождения обучения и инструктажа.

По возможности нужно исключать работы на высоте для обеспечения

безопасности работников. При невозможности их исключения работодатель должен обеспечить использование инвентарных лесов, применение подъемников, машин и механизмов, люлек и подвесных лесов.

Запрещается проводить работы на высоте при:

- при грозе;
- при обледенении;
- в условиях недостаточной видимости;
- при скорости ветра 15 м/с и более.

13.7. Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне

Перед началом проведения работ необходимо проверить уровень загазованности воздушной среды в рабочей зоне. Содержание вредных веществ в воздухе не должно превышать предельно допустимую концентрацию. Работы разрешается выполнять только после ликвидации опасных условий.

Для защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты, а именно: противогазы и респираторы. Они защищают органы дыхания человека от вредных паров газа, а также от воздействия пыли во взвешенном состоянии.

13.8. Опасные факторы при погрузочно-разгрузочных работах

Для того, чтобы обеспечить безопасные условия работ и исключить травматизм рабочих, персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, такими как: перчатки, каски, ботинки с металлическим носком.

Работники допускаются к работе после прохождения обучения и инструктажа. Также работы выполняют под строгим руководством ответственного лица.

При проведении погрузочно-разгрузочных работ запрещается:

- перемещать груз при нахождении под ним рабочих;
- поднимать ненадежно застопованный груз;
- поднимать груз, вес которого превышает допустимую рабочую нагрузку грузоподъемного оборудования;
- нахождение персонала под стрелой грузоподъемного механизма при ее подъеме и опускании.

13.9. Опасные факторы при сварочных работах

К проведению сварочно-монтажных работ допускаются рабочие, прошедшие необходимое обучение и инструктажи, а также имеющие специальное разрешающее удостоверение.

Работы выполняют под строгим руководством ответственного лица, в соответствии с нарядом допуском, в котором указано место проведения работ, а также отмечен участвующий в работах персонал.

Электрогазосварщику необходимо работать на резиновом ковре в специальных диэлектрических перчатках. На рабочем месте должны находиться аптечки, а также средства пожаротушения, в соответствии со спецификой работы. Так, например, для тушения электроустановок необходимо применять углекислотный огнетушитель.

13.10. Анализ влияния на окружающую среду

13.10.1. Воздействия на литосферу

Горные работы влияют на санитарно-гигиенические условия окружающей среды. Размещение карьеров, отвалов и шламохранилищ вблизи населенных пунктов приводит к запыленности, и в случае отвалов угольных месторождений, отравлению окружающей среды продуктами горения.

Концентрация пыли превышает санитарные нормы на расстоянии до 3500 м от хвостохранилищ горнообогатительных комбинатов, а содержание вредных газов на расстоянии 1500 м от терриконов (террикон – похожая на пирамиду сопка, горка, большая куча материала).

Загрязнение воздуха приводит к повышению коррозии оборудования, нарушению чистоты помещений, медленному разъеданию стен и наносит ущерб здоровью живых организмов.

13.10.2. Воздействие на состояние атмосферного воздуха

Уровень воздействия разработки месторождения на атмосферный воздух определяется количеством выбрасываемых загрязняющих веществ и рассеиванием их в приземных слоях атмосферы. Данные о фактических концентрациях загрязняющих веществ отсутствуют. Однако по величине валовых выбросов на других месторождениях можно предположить, что концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на границе санитарно-защитной зоны вокруг источников выбросов не будет превышать ПДК загрязнителей и эксплуатация месторождения окажет влияние на качество атмосферного воздуха в допустимых пределах [18].

13.10.3. Воздействие на поверхностные и подземные водные объекты

Потенциальными источниками загрязнения водных объектов являются кусты скважин, трубопроводы, резервуары и др. Основными загрязнителями водоемов являются пластовые воды, жидкости для ремонта скважин, нефтепродукты, буровые сточные воды, ливневые сточные воды, отработанный буровой раствор, вредное воздействие которых возможно при аварийных разливах и буровой шлам, оказывающий вредное воздействие при несанкционированном складировании. Т. е. при безаварийной эксплуатации нефтепромысловых объектов воздействие разработки месторождения на

водные объекты будет незначительным [19].

13.11. Обоснование мероприятия по защите окружающей среды

13.11.1. Мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу

Рельеф местности в районе расположения объектов относительно ровный, с абсолютными отметками 100-160 м, осложнен грядами и холмами. Для района расположения месторождений неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) являются инверсии температуры, низкая облачность, туманы. Для периода НМУ рекомендуется первый режим работы предприятия. Мероприятия в этом случае носят организационный характер и обеспечивают снижение выбросов вредных веществ на 20 %. Для этого необходимо проведение следующих мероприятий:

- усиление контроля точного соблюдения технологического регламента производства;
- смещение во времени осуществления некоторых технологических процессов, связанных с большим выделением вредных веществ в атмосферу (продувку оборудования, заполнение и опорожнение емкостей для нефтепродуктов);
- прекращение испытания оборудования, влияющего на изменение технологического режима работы объектов [20].

13.11.2. Водоохранные мероприятия

Водоохранные мероприятия в период строительства и эксплуатации должны быть больше направлены на предотвращение и сведение до минимума отрицательных воздействий на окружающую среду, чем на ликвидацию их последствий.

Для охраны поверхностных и подземных вод от загрязнений,

истощения ресурсов, нарушения поверхностного и подземного стоков вод на этапе дальнейшей разработки месторождения рекомендуются следующие дополнительные природоохранные мероприятия и меры:

- разработка проекта водоохранных зон и прибрежных защитных полос для рек и озер территории месторождения;

- расположение новых площадок кустового бурения скважин по возможности за пределами водоохранных зон рек и озер;

- минимальное количество переходов линейных сооружений через реки и максимально возможное сокращение протяженности трубопроводов и автодорог в водоохранных зонах;

- расширение сети пунктов контроля качества вод в районе существующих и проектируемых кустовых площадок;

- проведение детальных гидрогеологических исследований по поиску подземных источников питьевого и производственного водоснабжения [21].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведён анализ продуктивного пласта Ю₁³ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. В ходе работы была посчитана петрофизическая модель исследуемого пласта, выделена граница высокопродуктивной зоны, выделена граница и построена карта фаций с распространением карбонатного тела. Также был проведён анализ влияния распространения карбонатного тела на разработку исследуемого пласта.

Создание экономической модели помогло рассчитать возможную прибыль от добытой нефти и оценить в каком случае доход будет больше или меньше.

Ввиду всего вышеперечисленного, данная работа выполнена полностью в соответствии с поставленными задачами и целями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов. Белозёров В.Б., Томск: Издательство ТПУ, 2011г. – 8с.
2. Роль фациального анализа в эффективности разработки залежей углеводородов. Белозёров В.Б., Коровин М.О., Томск: Издательство ТПУ, 2017г. – 5с.
3. Влияние геологической неоднородности коллекторов фаменско-турнейского пласта на процесс извлечения нефти Уньвинского месторождения. Кочнев О.Е., Седунов А.П., Пермь : Издательство Пермского государственного исследовательского университета, 2013г. – 7с.
4. Седиментогенез нефтеносного горизонта Ю₂ и его значение при поисках и разведке залежей углеводородов. Вакуленко Л.Г., Ян П.А., Новосибирск: Издательство ИНГГ СО РАН, 2009г. – 6с.
5. Геоэкологическая характеристика и проект мониторинга на территории Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область). Малимова И.С., Томск: Издательство ТПУ, 2016г. – 120с.
6. Геологическое строение Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область) Мокроусов А.Н., Томск: Издательство ТПУ, 2017г. – 71с.
7. Геофизические исследования скважин с целью выделения и изучения пластов-коллекторов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область). Курьшин К.А., Томск: Издательство ТПУ, 2017г. – 93с.
8. Геология нефти и газа Западной Сибири. Конторович А. Э., Нестеров И.И. Салманов Ф.К. и др. М.: Наука, 1975 г – 542с.
9. Условия формирования и геометризация средне-позднеоксфордских коллекторов месторождений Казанской группы (юго-восток Нюрольской мегавпадины). Габова К.В., Томск: Издательство ТПУ, 2018г. – 166с.
10. Проблемы геологии и освоения недр. Томск: Издательство ТПУ, 2015г. – 693с.

11. Геофизические исследования скважин. В.П. Меркулов, Томск: Издательство ТПУ, 2008г – 178с.
12. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому, технологическому и атомному надзору, 2013 – 288 с.
13. ГОСТ 23000-78 «Система «человек-машина». Пульты управления. Общие Эргономические требования». М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1978 – 12 с.
14. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1980 – 15 с.
15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2015 – 24 с.
16. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2014 – 24 с.
17. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: Главный санитарный врач Российской Федерации, 2018 – 170 с.
18. ГН 2.1.6.3492 – 17. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. М.: Главный санитарный врач Российской Федерации, 2017 – 35 с.
19. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1982 – 3с.
20. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1986 – 2с.

21.СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест. М.: Госкомсанэпид-надзор, 2003 – 32 с.

Приложение А

Literature review.

Today, life cannot be imagined without oil and gas, as well as without the products of their processing. The efficiency of hydrocarbon production is closely related to the effective strategy of field development, which in turn depends on the geological situation of the field. Also on the effective development of fields play a key role properties of reservoirs, which will also determine the strategy for the development and operation of oil and gas fields, namely whether to use a variety of IOR, when they need to be carried out, and how often it is necessary to carry out certain operations to increase oil recovery.

Given the fact that the efficiency of production depends on an adequate development strategy, which is based on a geological model, the analysis of the geological structure of the reservoir rocks has a key role in the further result. Understanding what happened during the stratum of reservoir rock, the depositional environment, identification of areas with the best and worst reservoir properties has a significant role in the strategy of development of the field.

Filtration-capacitance inhomogeneous properties, which are based on the lithological and sedimentation characteristics of the reservoir can be divided into several types:

- Due to facies heterogeneity of reservoir formation;
- Due to changes in grain size of reservoir rocks throughout the field, the so-called macro-heterogeneity;
- The heterogeneity of reservoir properties associated with the heterogeneity of the strata layers of the collector;
- The heterogeneity of the properties associated with the orientation of the particles of the reservoir rock, which is determined at the micro level.

These types of heterogeneity of the reservoir will influence the General understanding of the structure of the field, identifying the best and worst reservoir

properties of the reservoir, the distribution of facies bodies, for example, carbonate or coal layers.

The facies heterogeneity will affect the further understanding of the reservoir, either as a single whole body or vice versa, which has a sufficiently high or low degree of lateral variability, which is affected by the sedimentation situation. It can also be noted that even if there are layers of carbonates or argillites in the reservoir body, which can be of low power but are impermeable, they can play a significant role in the connectivity of the reservoir (Figure 1.1), separate the bodies and further develop them as separate objects that do not depend on each other.

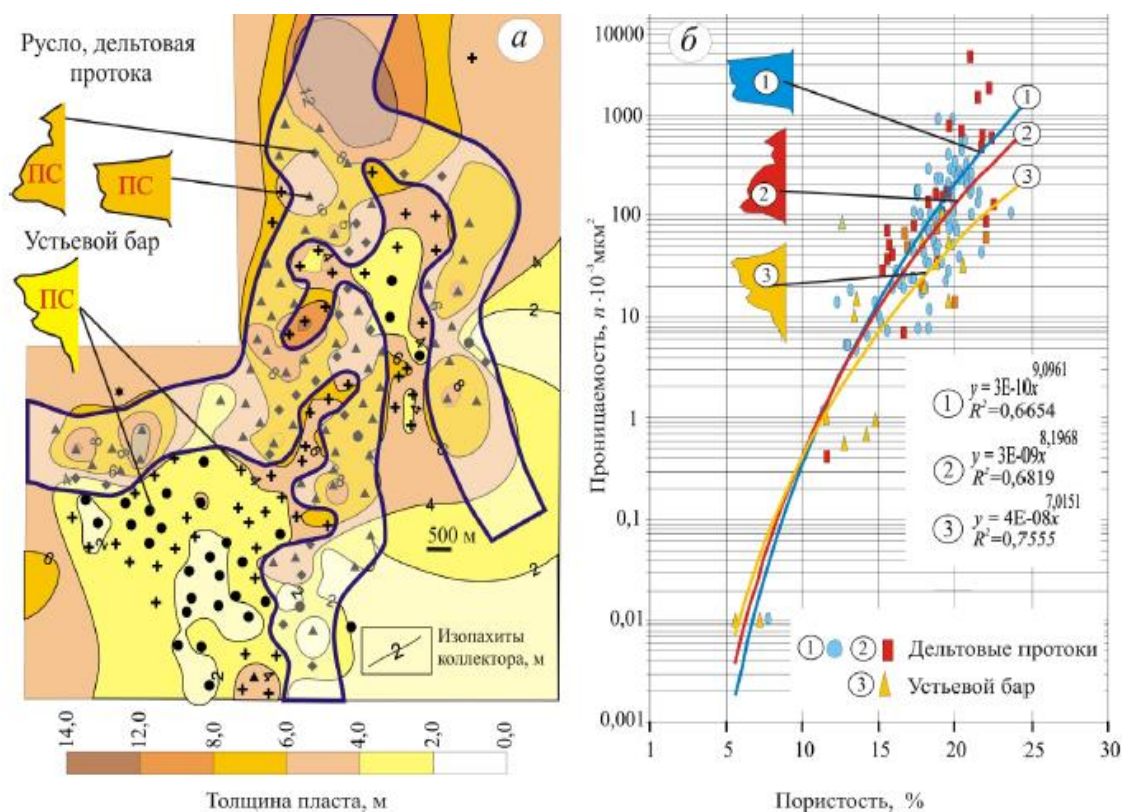


Figure 1.1. Facial (a) and reservoir (b) reservoir heterogeneity U_1^2 Malo-rechenskoye oil field (Tomsk region).

Macro-heterogeneity is closely related to the change of rocks in the grain size analysis composition in the reservoir, which in turn affects the filtration-capacitive properties of reservoir rocks. This heterogeneity primarily affects the volume of inflow and the radius of coverage of the development of the productive formation, it also determines the area of inflow vertically, which is also important

in the development of the field. It is very important to understand that when using different IOR filtration-capacitive properties will determine the effectiveness of the methods used.

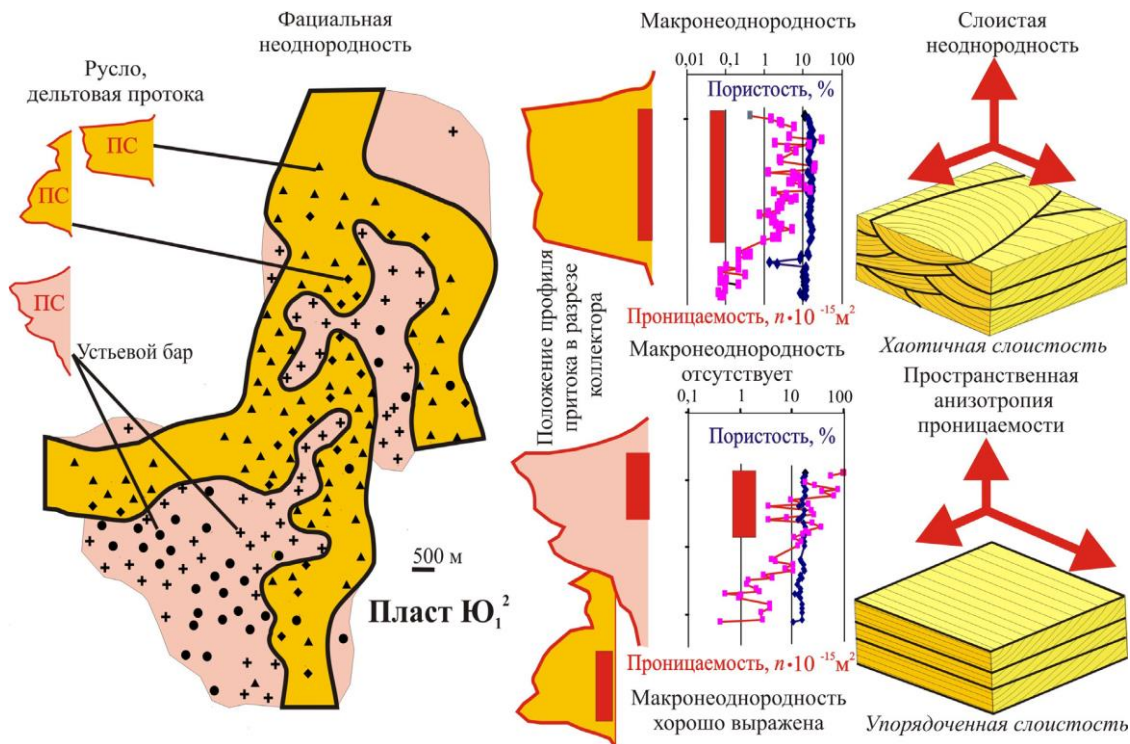


Figure 1.2. Characterization of heterogeneity of reservoir properties reservoir Ю12 Malorechenskoye field.

The layered heterogeneity affects the degree of resistance of vertical communication throughout the section of the productive interval (Figure 1.2). This heterogeneity determines the value of vertical anisotropy and affects the volume of produced fluid and the development strategy.

The heterogeneity of the properties associated with the direction of the reservoir rock particles determines the permeability, namely, as studies show, the resistance to the hydraulic flow is several times less along the grain elongation than perpendicular.

As mentioned earlier, the filtration-capacitive heterogeneity of the reservoir of productive layers have a significant role in the development of the field. This heterogeneity will determine the location and type of the well grid, affects the flooding of the formation and the possible increase in the recovery factor.

Geological and lithological analysis and selection of areas of different facies is closely connected with a detailed study of the core obtained from the field, as well as with the study of the GIS complex, which is carried out in wells. Identification of certain patterns that characterize a particular situation of sedimentation, isolation of signs of the best and worst properties of the formation. Knowing the situation of sedimentation, in which the reservoir was formed, will determine the properties in a particular part of the tank, the direction of anisotropy, the degree of its spread.

The importance of the study of geological heterogeneity has an impact on the construction of facies-lithological maps of the Deposit. For example, in the Kazan oil and gas condensate field in wells detected the presence of carbonates. Understanding the distribution of carbonate bodies will affect the development, namely whether these bodies are connected or whether they were formed by a secondary path and are independent bodies in the form of lenses. Understanding the boundaries of the distribution of bodies will determine the use of different types of IOR.

Also, this field reveals a zone of increased filtration and capacitive properties, the boundary of which is currently not fully defined. This will affect which area to develop first, how to arrange the well grid, its density, the type of drilling.

Приложение Б

