

УДК: 553.98

*Тукаева Рамиля Айдаровна, магистрант, Уфимский государственный
нефтяной технический университет, г. Уфа*

*Tukaeva Ramilya Aidarovna, Graduate Student, Ufa state petroleum
technological university, Ufa*

e-mail: ramilyatukaeva@gmail.com

ПРИМЕНЕНИЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ АЛКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. В статье рассматривается влияние фациальной неоднородности девонских отложений на существующую систему разработки Алкинского месторождения, приуроченного в Демско-Сергеевскому грабену Предуральяского краевого прогиба. Отложения характеризуются высокой слоистой и зональной неоднородностью, невыдержанностью коллектора по мощности и проницаемости. В работе определен характер осадконакопления девонских песчаников, проанализирована существующая система разработки и влияние фациальной неоднородности на эффективность системы.

Abstract. The article deals with the influence of facies heterogeneity of Devonian sediments on the existing system of development of the Alkinskoye field, which is located in the Demsko-Sergeevsky graben of the Pre-Urals foreland basin. The sediments are characterised by high layered and zonal heterogeneity, uncontained reservoir thickness and permeability. The paper defines the nature of sedimentation of Devonian sandstones, analyses the existing development system and the influence of facies heterogeneity on the system efficiency.

Ключевые слова: фациальный анализ, геологическое строение, терригенный пласт, неоднородность, система поддержания пластового давления, залежь нефти, многофакторный анализ.

Keywords: facies analysis, geological structure, terrigenous reservoir, heterogeneity, reservoir pressure maintenance system, oil deposit, multivariate analysis.

На сегодняшний день, когда доля легкодоступных извлекаемых запасов нефти выработана, актуален вопрос о вовлечении остаточных запасов с целью достижения проектного коэффициента нефтеотдачи. Месторождения поздней стадии разработки характеризуются плотной сеткой скважин, высокой обводненностью, накопленным опытом разработки – в таких условиях возможность уточнения геологического строения месторождения наиболее точна.

Традиционно при разработке месторождения знания о характере осадконакопления не применяются. Тем не менее, изучение фациальной неоднородности терригенных пластов – одно из перспективных направлений геологии и разработки месторождения, поскольку оно дает более точные знания о геологическом строении месторождения, повышает успешность геолого-технических мероприятий и точность геолого-гидродинамических моделей. [1, 2, 5]

Алкинское месторождение характеризуется сложным геологическим строением, имеет многопластовый характер. Залежи нефти частично, либо полностью перекрываются в плане. Залежи нефти пластовые сводовые, литологически экранированные. Для исследования были выбраны девонские пласты – ДI (пашийский), ДII (муллинский). Пласты выдержаны по площади, однако встречаются «выпадающие» в разрезе участки. Коэффициент расчлененности 1,4 и 1,8 соответственно. Наблюдаются случаи слияния муллинских и пашийских песчаников, и тогда граница горизонтов проводится условно. Характер осадконакопления терригенных пластов девона относится к прибрежно-морским обстановкам. На это указывают малое количество растительного детрита и углей в породах; красноватый оттенок песчаника отложений; присутствие в песчаных породах солей. Песчаник

мелкозернистый, хорошо отсортирован. Против континентального генезиса отложений свидетельствует наличие известковистых песчаников в пласте ДII.

Согласно электрофациальному анализу и описанию имеющегося керна терригенный девон представлен фациальными обстановками: распределительного дельтового канала, баровых тел, маршей и лагун. В разрезе также встречаются фациальные тела второстепенных каналов и пойменных отложений. В соответствии с выделенными отложениями была составлена зависимость между фациями и фильтрационно-емкостными свойствами пластов, которая приведена в таблице 1. Наилучшими свойствами обладают фации дельтовых каналов. Фации баров, маршей и лагун обладают более низкими параметрами проницаемости и нефтенасыщенной мощности.

Таблица 1 – Зависимость между выделенными фациальными обстановками и фильтрационно-емкостными свойствами пластов ДI, ДII, составленная автором статьи.

Пласт	Параметр	Фации		
		Дельтовый канал	Баровые тела	Лагуны, марши
ДI	Пористость, д.ед.	0,20	0,17	0,15
	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед	0,84	0,78	0,54
	Проницаемость, мкм ²	0,286	0,087	0,011
	Нефтенасыщенная толщина, м	2,6	1,3	0,
ДII	Пористость, д.ед.	0,16	0,15	0,14
	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед	0,97	0,75	0,75
	Проницаемость, мкм ²	0,234	0,113	0,005
	Нефтенасыщенная толщина, м	3,2	2,2	0,7

Изначально пласты ДI и ДII разбуривались по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 450 м. Однако система показала низкую эффективность и шаг сетки был уменьшен до 400 м. Также,

предусматривалось внедрение очагово-избирательного заводнения, наклонно-направленного и горизонтального бурения. В процессе анализа фациальных обстановок и корреляции их с ФЕС коллекторов, а также накопленной добычи и энергетического состояния выяснилось, что «реакция» от закачки прослеживается в очагах, где скважинами была вскрыта одно фациальное тело.

Наиболее ярко связь прослеживается в очаге горизонтальной скважины 310г, работающей по пласту ДII (рисунок 1). Фрагмент взят из карты остаточных нефтенасыщенных толщин и карты текущих отборов Алкинского месторождения из проектной документации. Горизонтальная часть составляет 300 м, при этом, скважина вскрыла несколько продуктивных участков пласта. В разрезе встречаются фации дельтовых и баровых тел. Нагнетательные вертикальные скважины, влияющие на 310г – 136 и 160 – вскрыли баровое тело и второстепенный канал соответственно. Реакция прослеживается только от закачки скважины 160. Это также доказывается многофакторным анализом, составленным в ходе исследования (таблица 2) и графиками технологических параметров работы скважины, полученные непосредственно при работе скважин (рисунок 2). При многофакторном анализе количество наблюдений составило 36. Наибольшие значения гидродинамической связи наблюдаются между скважинами 160 и 359 – в фациальном отношении скважины вскрыли второстепенный канал. Менее заметная связь наблюдается между скважинами 310г и 160 – как было упомянуто ранее, данные скважины вскрыли второстепенный канал. Средние показатели гидродинамической связи также можно объяснить тем, что добывающая скважина горизонтальная, а нагнетательная – вертикальная. Для данных скважин фронт вытеснения воздействует на участок одного фациального тела, тем не менее, в разрезе скважины 310г встречаются и тела баровых фаций, и дельтовых. Ввиду того, что наибольший градиент давления находится в «пятке» скважины, где горизонтальная часть переходит в вертикальную, и, как правило, вырабатывается участок, расположенный ближе к «пятке», а тела,

расположенные дальше нее характеризуются меньшей выработкой, потому что перепад давления в этих участках ниже.

Стоит отметить, что скважина 310Г вскрыла тело, не вовлеченное в разработку ранее и изолированное неоднородностью. Об этом свидетельствуют: низкая обводненность (около 12 – 20%) и высокие значения накопленной добычи (около 38 тыс. т. нефти), при этом скважина находится в эксплуатации с 2017 года. Выработка пласта ДІІ составляет 68% согласно проектной документации.

Для скважин, вскрывших пласты ДІ и ДІІ характерен диапазон текущей обводненности (от 25 до 80%). При этом и в разрезе наклонно-направленных с небольшим отходом по горизонтали, и горизонтальных скважин встречаются тела, принадлежащие к разным фациальным отложениям. Дальнейший анализ показал, что для девонских отложений Алкинского месторождения распространение неоднородности имеет преимущественно «косой» характер. Данный вид неоднородности относится к слоистому, а именно к косослоистому виду. [3, 4]

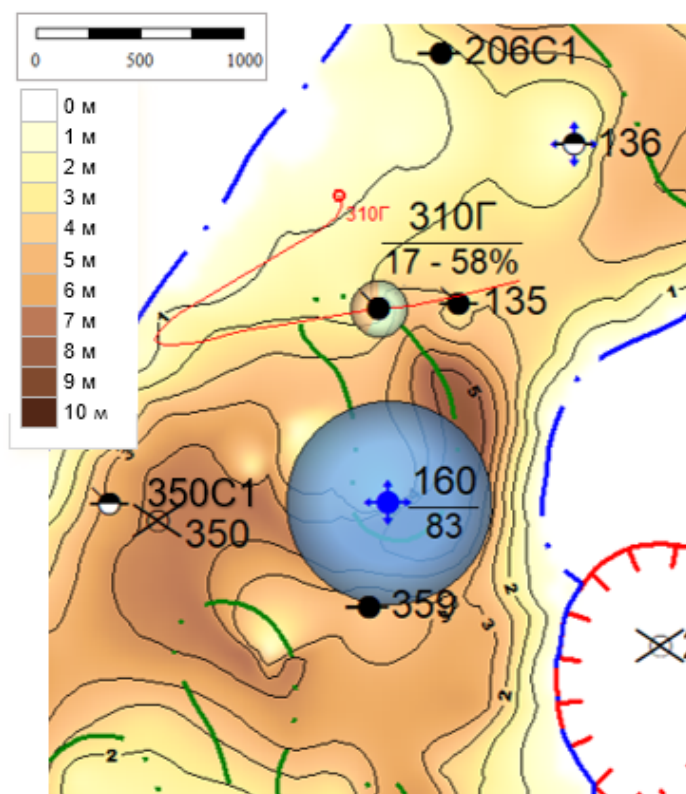
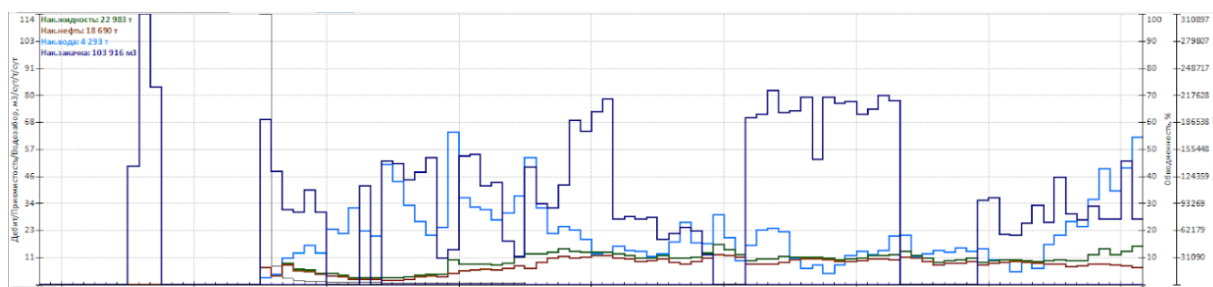


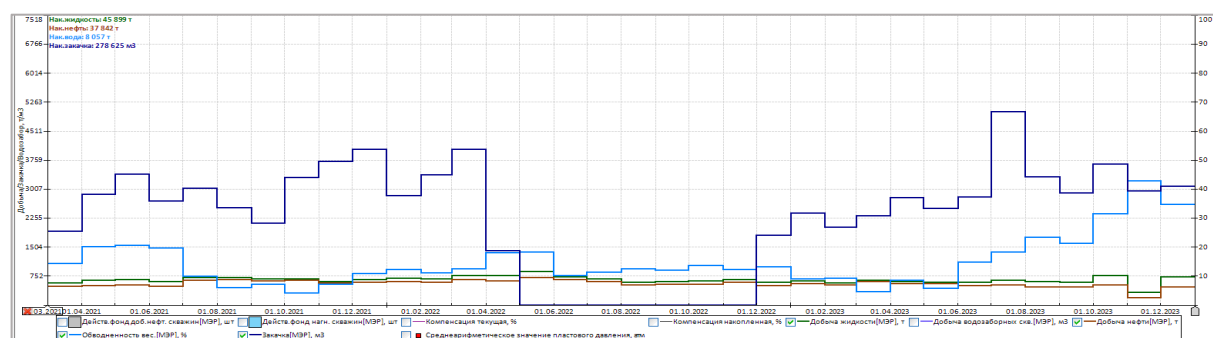
Рисунок 1 – Карта остаточных нефтенасыщенных толщин и текущих параметров добычи нефти и закачки воды рассматриваемого очага Алкинского месторождения, предоставленная из проектной документации.

Таблица 2 – Результаты многофакторного анализа, составленная автором статьи.

Номер нагнетательной скважины	Номер добывающей скважины	Значение коэффициента Спирмена при оценке взаимосвязи добычи с закачкой нагнетательных скважин			Оценка тесноты связи по шкале Чеддока
		Обводненность	Дебит нефти	Дебит жидкости	
160	310г	-0,21	-0,41	-0,27	Связь умеренная
	359	0,7	0,69	0,63	Связь заметная
136	310г	-0,04	-0,25	-0,04	Связь слабая



а)



б)

Рисунок 2 – Соотношение технологических параметров добывающей скважин 310г и нагнетательной 160 (составлены автором статьи).

В ходе анализа также было определено, что наибольшими значениями накопленной добычи обладают скважины, вскрывшие дельтовые и русловые

отложения (в среднем около 80 тыс. т.). А наиболее заметная «реакция» на закачку прослеживается на нагнетательных и добывающих скважинах, вскрывших одно фациальное тело.

Таким образом, роль определения фациальной неоднородности имеет весомое значение при формировании системы разработки месторождений. При фациальном анализе неоднородность рассматривается не как часть единого тела – пласта, а как отдельное песчаное тело. Знания о характере распространения отдельных тел позволяют более точно и с большей успешностью формировать систему поддержания пластового давления, планировать мероприятия интенсификации добычи.

Полученные результаты анализа позволяют рассмотреть их применения на терригенных неоднородных месторождениях со схожей геологией. Важно отметить, что более точную картину о характере распространения неоднородностей возможно рассмотреть на поздних стадиях разработки месторождения, поскольку для этих стадий характерна более плотная сетка скважин и высокие выработки запасов нефти. Конкретно для девонских отложений Алкинского месторождения рекомендуется создание очагов заводнения на скважинах, вскрывших одно фациальное тело. Также, необходимо рассмотреть очаги, где не организована система поддержания пластового давления, при этом показатели накопленной добычи нефти и жидкости достаточно высокие.

Список используемых источников

1. Гильманова Р. Х. и др. Использование геостатистических методов при изучении геологического строения сложных объектов нефтедобычи //Нефтяная провинция. – 2020. – №. 1. – С. 1-16.

2. Грищенко В. А. и др. Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки //Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 5. – С. 103-107.

3. Белозёров В. Б. Использование косой слоистости терригенных резервуаров в процессах разработки залежей нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2002. – Т. 305. – №. 8. – С. 16-22.

4. Борисов, Ю.П. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности / Ю.П. Борисов. – М.: Недра, 1976. – 285 с.

5. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.: 798 с. Ил.

References

1. Gilmanova R. H. et al. The use of geostatistical methods in studying the geological structure of complex oil production facilities // Oil Province. - 2020. - №. 1. - С. 1-16.

2. Grishchenko V.A. et al. Localisation and strategy of development of residual oil reserves of the Pashinsky horizon of the Tuimazinskoye field at the final stage of development // Oil economy. - 2021. - №. 5. - С. 103-107.

3. Belozarov V. B. Use of oblique layering of terrigenous reservoirs in the processes of oil and gas reservoir development // Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. - 2002. - Т. 305. - №. 8. - С. 16-22.

4. Borisov, Yu.P. Features of designing the development of oil fields taking into account their heterogeneity / Yu.P. Borisov. - Moscow: Nedra, 1976. - 285 с.

5. Muslimov, R.Kh. Oil recovery: past, present, future (optimisation of production, maximisation of KIN): textbook. - Kazan: Izdvo 'Fen' of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2014. - 750 p.: 798 p. Il.