

10. Кондратене, О. П. Условия залегания и палинологическая характеристика межледниковых отложений в овраге Нижнинский Ров / О. П. Кондратене, А. Ф. Санько // Проблемы плейстоцена. – Минск : Навука і тэхніка, 1985. – С. 101–124.

УДК 553.98.041:532.5(476)

**А. М. ШМЫГАЛЕВА<sup>1</sup>, Я. Г. ГРИБИК<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Беларусь, Минск, БГУ

<sup>2</sup>Беларусь, Минск, Институт природопользования НАН Беларуси

E-mail: sham0804@mail.ru; yaroslavgribik@tut.by

### **О ВЛИЯНИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ НА ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ДЕВОНСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА**

В условиях Припятского прогиба основные нефтеперспективные комплексы приурочены к межсолевым и подсолевым комплексам, которые и обеспечивают основную добычу нефти. При этом продолжительная разработка залежей крупных месторождений Припятского прогиба, которая сопровождается отбором нефти и нагнетанием в пласт носителей пластового давления, приводит к изменению начальных флюидодинамических условий подземной среды, что и является предметом настоящего анализа.

В разведочный этап при бурении разведочных скважин на залежи, находящиеся в пробной или промышленной эксплуатации, пластовое давление в связи с отбором флюида уже находится ниже по сравнению с начальным. Если давления в пределах залежи замеряется, контролируется и анализируется недропользователем, выполняющим отбор нефти, то оценка гидродинамических условий периферийных и более удаленных участков гидрогеологических резервуаров остается за пределами геологического анализа.

Ранее обращено внимание на пониженные пластовые давления в межсолевом комплексе при геологическом и гидроминеральном изучении в пределах Шатилковской моноклинали на Боровиковском участке. Этими гидродинамическими исследованиями на Боровиковском участке (скв. 501, 502) и режимными наблюдениями в период 1986–1996 гг. установлено снижение статических уровней в скважинах с глубины 42 м до 240 м (В. М. Шиманович, Г. Л. Фурсиков, А. А. Махнач, Л. Ф. Гулис).

Это свидетельствовало о депрессионном воздействии межсолевой залежи Осташковичского месторождения на гидродинамику окружающего резервуара на расстояние зоны депрессионного воздействия до 10 км.

Результаты последующего анализа динамики пластовых давлений подтвердили факт влияния разработки залежей не только в межсолевом, но и в подсолевом карбонатном комплексе в районе Вишанского месторождения. Установлено, что добыча нефти из залежей подсолевого карбонатного комплекса (совместная разработка воронежского, семилукского и саргаевского горизонтов) привела к снижению градиента начального пластового давления с 1,16 на Вишанском месторождении в 1969 г. до 0,90 МПа/100 м на расстоянии 2–4 км к северу от Вишанского месторождения [1].

Явление депрессионного воздействия не играло определяющей роли в процессе геологоразведочных поисковых работ и мало анализировалось. Однако ситуация, возникшая в 2017 г., когда при испытании семилукского горизонта в скв. Западно-Гировская 1 получен приток флюида из интервала 5173,5–5195,2 м с градиентом пластового давления (далее – ГПД), равным 1,02, в то время как на объектах, не затронутых разработкой, и на такой глубине следовало бы ожидать ГПД не ниже 1,18. Этот факт требовал реальной оценки геологических последствий разработки нефтяных залежей Припятского прогиба на подземную флюидодинамику девонских перспективных комплексов, представленный в материалах статьи [2]. Настоящий анализ в представленном докладе свидетельствует об актуальной необходимости и целесообразности оценки или, точнее, мониторинга геофлюидодинамического режима не только с позиций разработки, а также с учетом этого факта при поисках залежей в Северной части Припятского прогиба.

Установленные закономерности изменения пластовых давлений и их градиентов представлены в графическом виде с учетом данных по М. А. Рынскому [3] (рисунок).

Из графика отмечаются следующие визуальные особенности:

1) до глубины 2000 м различие между ГПД межсолевого и подсолевого комплексов незначительное;

2) в интервале глубин более 2500 м рост градиента пластового давления в межсолевом комплексе с глубиной более интенсивный по сравнению с нижезалегающими отложениями;

3) на одной и той же глубине значение начального пластового давления и его градиента для межсолевого комплекса будет выше по сравнению с подсолевым карбонатным. К примеру, на глубине 3000 м в межсолевом комплексе начальное пластовое давление примерно на 2 МПа и градиент на 0,07 МПа/100 м выше по сравнению с подсолевым

карбонатным комплексом. Это свидетельствует о более высокой энергетической напряженности в межсолевом комплексе.

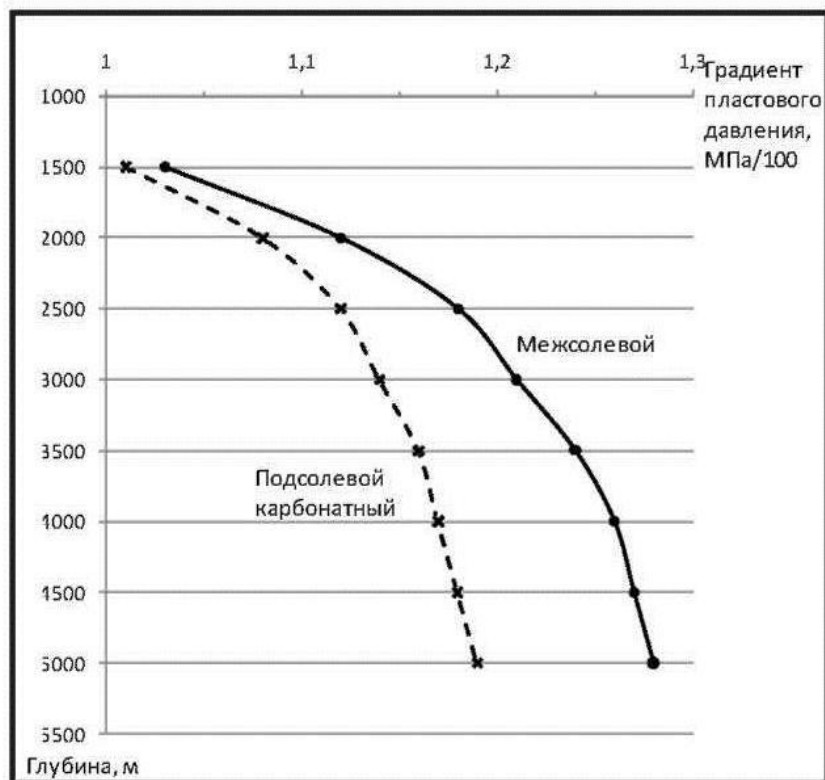


Рисунок – Зависимость градиента начального пластового давления от глубины для межсолевого и подсолевого карбонатного комплексов Речицко-Вишанской зоны [2]

По результатам сопоставления пластовых давлений, зарегистрированных при испытании в процессе бурения и при освоении этих же пластов-коллекторов в эксплуатационной колонне, установлены расхождения в их значениях. Анализ выполнялся как для месторождений Беларуси (Хуторское, Славянское, Южно-Оземлинское, Мармовичское), так и для месторождений Западной Сибири (Ем-Еговское, Талинское), и установлен факт регистрации более низкого значения пластового давления на 3–6 МПа в эксплуатационной колонне по сравнению с замерах при испытании пластов [4].

Замеры в эксплуатационной колонне выполнялись в соответствии с действующими плановыми и нормативными документами, т. е. после отработки скважины на двух-трех режимах с отбором определенного объема нефти. Объем отбора нефти в таких случаях составлял не более 200–500 м<sup>3</sup>, однако даже эта величина сказывалась на уменьшении

пластовых давлений залежи на 2–3 МПа. По результатам анализа флюидодинамических данных в верхнедевонских карбонатных резервуарах межсолевого и подсолевого нефтеносных комплексов Речицко-Вишанской зоны северной части Припятского прогиба на базе Осташковичского, Вишанского и Речицкого блоков установлена устойчивая тенденция депрессионного воздействия, связанного с отбором нефти из залежей, распространяющаяся на значительные расстояния от залежи, достигающие 17 км [2]. Явление снижения градиента пластового давления наступает в начальный период эксплуатации залежи с резким его понижением до начала поддержания пластового давления и с последующим законтурным снижением давления, зависящим от темпов компенсации отбора нефти закачкой флюида поддержки пластовой энергии.

Эффект понижения ГПД для подсолевого комплекса Речицко-Вишанской зоны и Шатилковской ступени для малоамплитудных ловушек по тектоническим нарушениям менее 30 м может свидетельствовать о том, что в поле влияния разрабатываемых залежей нефти флюидодинамика резервуара проектной ловушки своей реакцией отражает более низкий градиент пластового давления. Проектирование процесса вскрытия ловушки (залежи) на нескорректированное давление приводит к отсутствию притока пластового флюида при испытании в процессе бурения и к ошибочному заключению о перспективности объекта испытания. В свете выполненного анализа представляют интерес перспективные объекты в зоне влияния разрабатываемых залежей Вишанского месторождения, такие как Северо-Вишанская, Южно-Чернинская площади.

Замкнутые ловушки углеводородов в подсолевом комплексе и попадающие в зону депрессионного влияния крупных разрабатываемых залежей сохраняют изолированность ловушки (Днепровская площадь II блок, Зальинская площадь, Просветская площадь). Ловушки, открытые в крыльевых частях, испытывают депрессионное воздействие на флюидную среду с понижением ГПД по сравнению с первоначальным, однако сохраняют залежь углеводородов (Западно-Александровская, Западно-Гировская площади).

В связи с изменением флюидодинамических условий в районе разработки крупных месторождений назрела необходимость выполнить обобщающий научный анализ возникшей проблемы для последующей постановки мониторинга подземной среды межсолевого и подсолевого резервуаров специальными режимными скважинами.

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фурсиков, Г. Л. Некоторые результаты влияния разработки нефтяных залежей Припятского прогиба на гидродинамику продуктивных

нефтяных комплексов / Г. Л. Фурсиков, Я. Г. Грибик // Проблемы водных ресурсов, геотермии и геоэкологии : материалы Междунар. науч. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения акад. Г. В. Богомолова, Минск, 1–3 июня 2005 г. : в 2 т. – Минск : ИГиГ, 2005. – Т. 2. – С. 204–205.

2. Грибик, Я. Г. Динамика пластовых давлений в девонских нефтеносных комплексах северной части Припятского прогиба, находящихся в зоне влияния разрабатываемых залежей нефти / Я. Г. Грибик // Літасфера. – 2019. – № 1 (50). – С. 41–61.

3. Рынский, М. А. Тектонические и гидродинамические особенности формирования нефтяных месторождений Припятского прогиба / М. А. Рынский // Проблемы тектоники Припятского прогиба : сб. науч. тр. / Белорус. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т. – Минск : Наука и техника, 1974. – С. 142–152.

4. Грибик, Я. Г. Геологическая эффективность и достоверность гидрогеологической информации при нефтепоисковых работах в Припятском прогибе / Я. Г. Грибик // Перспективы развития минерально-сырьевой базы БССР. – Минск : БелНИГРИ, 1990. – С. 31–39.

УДК 551.4.012+551.248.2+551.243.8

**О. А. ЭЙСФЕЛЬД<sup>1</sup>, Р. Х. МИРКАМАЛОВ<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Узбекистан, Ташкент, Регионалгеология

<sup>2</sup>Узбекистан, Ташкент, Институт минеральных ресурсов

E-mail: eisfeld1982@gmail.com; rmirkamalov@gmail.com

### **АКТИВНЫЕ РАЗЛОМЫ ЮГО-ЗАПАДНЫХ ОТРОГОВ ГИССАРСКОГО ХРЕБТА В ПРЕДЕЛАХ ГАУРДА-ЧАКЧАРСКОЙ И КУГИТАНГ-БАЙСУНСКОЙ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЗОН**

Этап новейшей тектонической активизации охватывает геологический отрезок времени, соответствующий позднему кайнозою, когда проявилась планетарная (глобальная) активизация тектонических процессов, происходивших в условиях смены глобальной геодинамической обстановки, возникшей в позднем эоцене – начале олигоцена, примерно 35–40 млн лет назад. При этом наибольшая интенсивность новейших движений наблюдается за последние 5–10 млн лет [2]. Для выявления новейших тектонических движений наиболее эффективными оказались методы структурно-геоморфологического анализа, реализуемые с помощью геоинформационных систем (ГИС) и позволяющие выявлять локальные морфоструктурные формы. Морфоструктуры современного рельефа