



УДК 550.982.2:622.276

К ВОПРОСУ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА ПРИ ОСВОЕНИИ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЖУРАВСКО-ВОРОБЬЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

ON THE ISSUE OF WATER-OIL CONTACT LOCALIZATION IN THE DEVELOPMENT OF SMALL FIELDS (BY EXAMPLE OF THE ZHURAVSKO-VOROB'YEVSKOYE OIL FIELD)

Гасумов Рамиз Алиевич

доктор технических наук, профессор
первый заместитель генерального директора,
АО Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов»
(АО «СевКавНИПИгаз»)
Priemnaya@scnipigaz.ru

Gasumov Ramiz Aliyevich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
First Deputy General Director,
Joint-stock company
North-Caucasian Scientific Research
Design Institute of Natural Gases
(JSC SevKavNIPigaz)
Priemnaya@scnipigaz.ru

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы вовлечения в разработку продуктивных горизонтов «мелких» месторождений и особенности проведения геологоразведочных работ с точки зрения достижения конечных результатов – получения промышленного притока нефти и минимизации рисков поисковых работ, которые приобретают серьезное значение для инвестора. Для нефтяных месторождений, которые не имеют четких границ, одной из основных задач является определение положения водонефтяного контакта.

Изложены результаты исследований по изучению гидродинамической системы месторождений, характеризующейся наличием подошвенных и законтурных пластовых вод. Пластовые воды месторождений имеют седиментационный генезис, замедленный режим водообмена, имеет место небольшой приток пластовых вод в месторождение из погруженных зон. Движение пластовых вод в нефтенасыщенную часть происходит в результате снижения пластового давления в процессе отбора нефти из коллектора.

Рассмотрены вопросы влияния разработки одной площади на обводнение скважин другой (соседней) площади. На основе анализа и обобщения полученных результатов гидродинамических исследований установлена зависимость эффективной пористости от проницаемости для трещинных глинистых коллекторов месторождения, определена средневзвешенная эффективная пористость по площади. Изложены особенности зон активного внедрения пластовых вод в процессе пробной эксплуатации на площадях, определено изменение положения водонефтяного контакта в процессе отбора нефти и изменения пластового давления.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, залежь нефти, углеводородов, скважина, свита, водонефтяной контакт, фильтрационно-емкостные свойства, пластовая вода, трещиноватый коллектор, внешний контур нефтеносности, пористость, проницаемость, глинистый коллектор, пластовое давление в гидродинамической системе.

Annotation. The problems of involvement in the development of the productive horizons of small deposits and the features of geological exploration works from the point of view of achieving the final results are considered in the article: obtaining an industrial inflow of oil and minimizing the risks of prospecting works which become of serious importance for the investor. For oil fields that do not have clear boundaries one of the main tasks is to determine the position of the oil-water contact.

The results of studies on the study of a hydrodynamic system of fields characterized by the presence of bottom and peripheral reservoir waters are presented. The reservoir waters of fields have sedimentary genesis, a slowed-down water exchange regime, and there is a small inflow of formation water into the deposit from the submerged zones. The movement of formation water into the oil-saturated part occurs as a result of a decrease in reservoir pressure during the extraction of oil from the reservoir.

Consideration is given to the issues of one area development influence for watering wells of another (adjacent) area are considered. Based on the analysis and generalization of the hydrodynamic studies results obtained, the dependence of effective porosity on permeability for fractured clay reservoirs of the deposit was determined, and the weighted average effective porosity by area was determined. The peculiarities of zones of active introduction of formation waters during the trial operation in the areas are described, the change in oil-water contact during oil extraction and changes in formation pressure is determined.

Keywords: oil field, oil and hydrocarbons deposit, well, suite, water-oil contact, filtration-capacitive properties, formation water, fractured reservoir, external oil-bearing contour, porosity, permeability, clay reservoir, formation pressure in the hydrodynamic system.

Развитие нефтегазовой отрасли Юга России в настоящее время связано, в том числе с вовлечением в разработку новых месторождений углеводородов, имеющих сложные горно-



геологические условия. Особенность строительства скважин на таких месторождениях требует применения принципиально новых технических и технологических решений, направленных на улучшение выработки запасов нефти. Реализация инновационных подходов в проектах всегда сопровождается определенными рисками. В связи с этим при проектировании освоения поисково-разведочных скважин необходимо планирование факторов риска, которые должны быть учтены и спрогнозированы до начала реализации проекта. В настоящее время наиболее эффективным является комплексный подход к анализу рисков, который позволяет получать более полное представление о возможных результатах реализации проекта [1, 2, 3, 4].

Естественное истощение газа, нефти и конденсата в мезозойских отложениях, содержащих основные залежи углеводородов (УВ) на территории Предкавказья, требует активного вовлечения в разработку других продуктивных горизонтов. Поддержание добычи УВ в течение многих лет происходит за счет открытия и ввода в эксплуатацию «мелких» месторождений. Вопросы проведения геологоразведочных работ (ГРП), с точки зрения достижения конечных результатов – получения промышленного притока нефти и минимизации рисков поисковых работ, приобретает серьезное значение для инвестора.

Месторождения УВ представляют собой сложные природные комплексы, главным признаком которых является наличие скопления углеводородов в пористом пласте-коллекторе, ограниченном непроницаемыми основанием и крышкой. Размеры скопления, состав, фазовое состояние и реологические свойства углеводородной смеси характеризуются большим разнообразием. Весьма разнообразны также коллекторские свойства, глубины залегания, толщина и начальные термобарические параметры вмещающих углеводороды пород. Если учесть еще и широту спектра природно-климатических условий в зонах расположения месторождений, то, очевидно, сколь многообразны проблемы, найти решение которых необходимо при проектировании разработки залежей и отборе запасов нефти. Проведение ГРП и освоение месторождений УВ в таких условиях без применения инновационных методов не представляется возможным [1, 4].

Инновационные методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений являются комплексом принципиальных технологических решений, направленных на улучшенную выработку запасов УВ по сравнению с традиционными методами. Отличительной чертой этих методов является необходимость существенных научных проработок в каждом конкретном случае, а также их затратный характер, повышенный технологический и экономический риск. Обоснование и осуществление инвестиционных вложений при разработке нефтяных месторождений с наличием инновационного фактора является важным и рискованным процессом. Основным показателем эффективности применения инноваций в поисково-разведочных работах является достижение максимального результата (прироста рентабельных в данных экономических условиях запасов и добычи углеводородного сырья) при сохранении необходимого соотношения между приростом и отбором углеводородов с возможными ограничениями по основным видам ресурсов: финансовым, материальным, трудовым, энергетическим и т.д.

Уменьшить уровень риска проекта в ряде случаев можно путем получения дополнительной информации, позволяющей уточнить некоторые параметры проекта, повысить уровень надежности и достоверности исходной информации и снизить вероятность принятия неэффективного решения. Геомеханическое моделирование при разведке месторождений позволяет прогнозировать возможные изменения, предупреждать возникающие осложнения, предусмотреть мероприятия по их предотвращению.

В связи с усложнением геологических задач и ростом глубин, несмотря на совершенствование техники и методики сейсморазведки и бурения, снижения стоимости геологоразведочных работ не происходит. Поэтому более объективным остается показатель эффективности работ, выраженный в подготавливаемых запасах на одну скважину, так как он не зависит от глубины залегания залежи.

Повышение эффективности геологоразведочных работ может быть достигнуто за счет: концентрации геологоразведочных работ по наиболее перспективным направлениям; совершенствования методики и комплекса геологоразведочных работ; совершенствования техники и методики сейсмических работ; улучшения техники и технологии буровых работ; улучшения геофизических исследований в скважинах и повышения выноса керна; совершенствования техники и технологии испытания скважин в процессе бурения и через эксплуатационную колонну [1, 5, 6].

Немаловажное значение для достижения проектных решений и повышения эффективности ГРП имеют прогнозирование и оценка влияния природных и горно-геологических факторов на процесс разработки месторождений. Для нефтяных месторождений, которые не имеют четких границ, определение положения водонефтяного контакта (ВНК) является одной из основных задач.

В этом плане Журавско-Воробьевское нефтяное месторождение представляет огромный интерес. Глубинным очагом нефтегазогенерации являются осевые части Восточно-Ставропольской впадины и Терско-Каспийского передового прогиба, где пластовая температура составляет 140–150 °С.



Наличие в продуктивных отложениях региональных трещиноватых зон позволяет предполагать современную струйную миграцию углеводорода (УВ) из зон генерации в зоны с пониженным давлением (пьезоминимумы). Установлено, что залежь нефти на Журавском месторождении образовалась на месте своего залегания и поэтому не содержит ни подошвенных, ни законтурных вод. Источником пластовой воды является рыхлосвязанная вода.

Анализ фактического материала по испытанию скважин, данные по разработке Воробьевской площади показали, что залежи в хадумской и баталпашинской свитах обводняются сначала в условиях упругого, а затем упруговодонапорного режима.

Результаты комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) показали, что по большинству применявшихся методов не удается определить положение ВНК. Это связано со сложным строением трещиноватых зон и различной степенью их насыщения, как по разрезу, так и по площади. Поэтому результаты испытания скважин позволяют определить границы залежи и определить ВНК. Продуктивный разрез баталпашинских и хадумских отложений представлен двухслойной средой с различным коэффициентом нефтенасыщенности. Нижняя часть, включающая хадумскую свиту и подошвенную часть баталпашинской свиты, по данным керна характеризуется содержанием свободной нефти 5–10 % (от объема пор в породе), что, практически, не позволяет по данным каротажа определить положение ВНК. Установлено, что если свободной нефти мало (10 % от объема пор), а воды по отношению к нефти больше, то нефть не может быть получена, будет получена только вода. Данные выводы подтверждены результатами испытания скважин на данной площади. Следует отметить, что в указанной толще из-за ее низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, переходная зона (нефть-вода) будет занимать значительную часть нефтяной зоны. Из-за низких ФЕС в отдельных частях месторождения будут зоны с седиментационной пластовой водой. По данным динамического анализа волнового поля такие зоны наиболее вероятны в участках, характеризующихся отсутствием разуплотненных пород в баталпашинских и хадумских отложениях.

Промышленные притоки нефти получены из интервалов, преимущественно приуроченных к баталпашинской свите с содержанием свободной нефти более 20 %. Можно отметить, что если содержание свободной нефти больше 20 %, то получаем большие дебиты нефти.

Выявлено, что в связи с кольматацией продуктивного горизонта при вскрытии пластов бурением качественные результаты получены не во всех испытанных скважинах. Анализ карты ВНК по баталпашинской свите показывает на смещение нефтяной залежи с юга на север, основной причиной которого является движение седиментационных и отжимаемых поровых пластовых вод хадум-баталпашинских отложений из южной и юго-восточной части Восточно-Ставропольской впадины. Это позволяет провести внешний контур нефтеносности Журавско-Воробьевского месторождения, при этом в западной и восточной частях площади внешние контуры нефтеносности остаются незакрытыми, так как залежь продолжается в южном направлении в сторону.

Нефтяное месторождение приурочено к гидродинамической ловушке, то есть соответствует классической модели. Анализ результатов испытания многочисленных скважин показывает, что структурно-литологическая водоплавающая нефтяная залежь месторождения в северной части контролируется замещением трещиноватых коллекторов глинистыми аргиллитами, в юго-западной и восточной части площади – водонефтяным контактом, проведенным по результатам испытания скважин. Это позволяет предполагать, что режим разработки залежи при отборе нефти на начальном этапе будет обеспечиваться за счет упругоэластичности гидродинамической системы и далее за счет внедрения законтурных и подошвенных пластовых вод.

Гидродинамическая система месторождения характеризуется наличием подошвенных и законтурных пластовых вод. Пластовые воды месторождения имеют седиментационный генезис, характеризуются замедленным режимом водообмена, поток пластовых вод из погруженных зон в месторождение является небольшим. Движение пластовых вод в нефтенасыщенную часть происходит в результате снижения пластового давления в процессе отбора нефти из месторождения. В связи с этим, важное значение имеет вопрос о том, насколько повлияла разработка одной площади на обводнение скважин на другой (соседней) площади. Для исследования данного процесса необходимо вести эксплуатацию скважины, находящейся в восточной части площади на границе с другой площадью, с целью изучения изменения (определения) текущего положения ВНК.

Наклонное положение ВНК по данным опробования скважин свидетельствует о смещении нефтяной залежи под влиянием движения пластовых вод.

Величина подъема ВНК по скважинам рассматриваемой площади приведена в таблице 1: содержание воды в продукции скважин увеличивается в течение эксплуатации в результате подъема ВНК и перед консервацией достигает от 60 до 90 %.



Таблица 1 – Результаты исследований подъема ВНК по скважинам

Условные номера скважин	Интервал исследований, м	Состав флюида	Величина подъема ВНК, м
1	2135,2–2135,8	вода	25,0
2	2069,0–2070,0	вода	41,0
3	2162,0	нефть	39,0
4	2063,0	нефть	4,0
5	2138,6	нефть	38,6
6	2125,5–2126,0	нефть	31,0
	2126,8–2131,0	вода	
7	2115,0–2118,0	нефть + вода	1,0
	2124,0–2127,0	вода	

На рисунке 1 приведена динамика отбора нефти при разработке месторождения: внедрение пластовой воды в нефтяную залежь в первых два года от начала освоения после бурения наблюдался, когда суммарный накопленный отбор нефти по площади составил 53 тыс. т., активное внедрение пластовой воды происходило в четвертый год разработки месторождения, когда суммарный накопленный отбор нефти достиг 90 тыс. т. Анализ данных, приведенных на рисунке, показывает, что максимальное снижение пластового давления связано с добычей значительного количества воды из залежи. Когда площадь находилась в консервации, наблюдался рост пластового давления почти до первоначального.

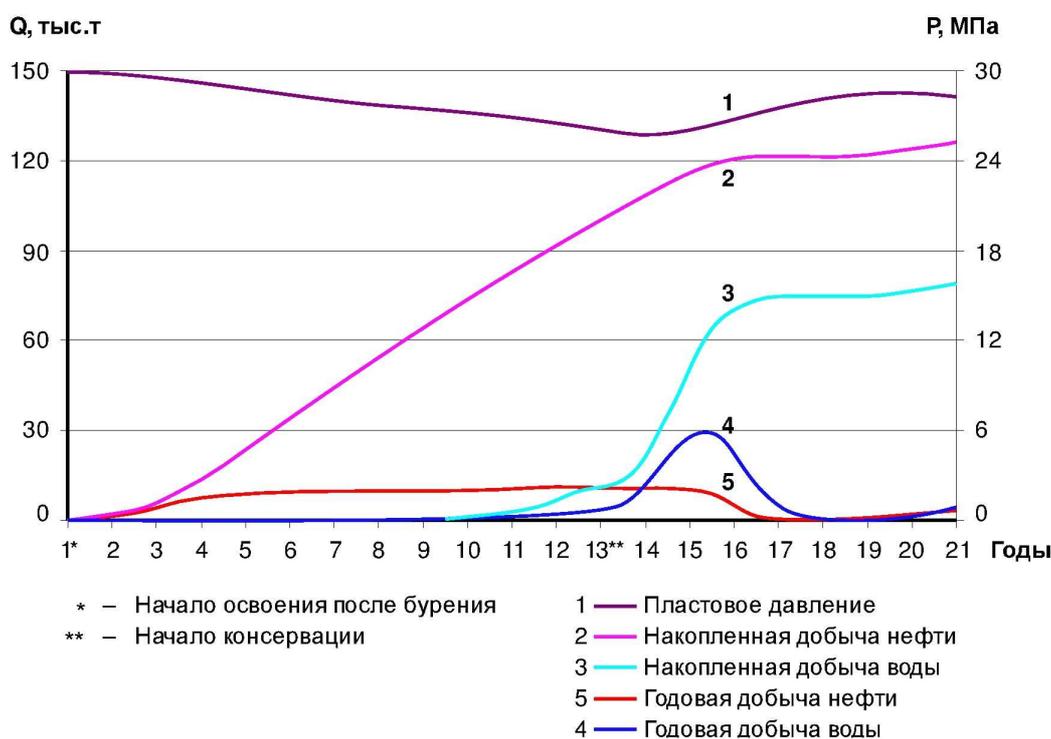


Рисунок 1 – Динамика отбора нефти при разработке месторождений

Данные по скважинам показывают подъем ВНК при внедрении подошвенных пластовых вод, но не позволяют оценить продвижение внешнего контура нефтеносности. Исследования показали, что обводнение скважины свидетельствует о площадном продвижении внешнего контура нефтеносности в результате воздействия законтурной области. Подтверждением этому является восстановление давления в этой скважине почти до первоначального (табл. 2), а рост давления на начало консервации, через 1 и 2 года, свидетельствует о распространении депрессионной воронки давления на законтурную область.



Таблица 2 – Динамика пластовых давлений на площади

№ скв.	Абсолютная отметка репера, м	Пластовое давление, МПа			
		При освоении после бурения	На начало консервации	Через 1 год (консервация)	Через 2 года (консервация)
1	1831	28,02	26,5	27,8	27,87
2	1832	30,14	26,3	29,4	28,20
3	1887	28,61	28,0	29,85	29,18
4	1838	27,68	27,3	28,01	28,76
5	1870	28,61	27,5	29,11	29,12
6	1748	27,36	25,5	27,64	27,03
7	1949	28,74	28,5	30,0	30,2
Среднее:		28,45	27,08	28,83	28,62

Внедрение воды в залежь в результате отбора нефти можно оценить исходя из подъема ВНК. Оценка объема внедрившейся в залежь воды производится по формуле [7, 8, 9]:

$$Q_{вв} = V_{зз} \cdot m_{нм} \cdot \alpha_n (1 - \beta_{нм} \Delta P), \tag{1}$$

где $V_{зз}$ – объем порового пространства заводненной части залежи, м³; $m_{нм}$ – коэффициент нефтенасыщенности; α_n – коэффициент нефтеотдачи; $\beta_{нм}$ – коэффициент объемного изменения вторичных пустот, 1/МПа; ΔP – снижение пластового давления, МПа.

Результаты исследования и проведенные расчеты позволили сделать выводы о том, что активное внедрение пластовых вод происходило в пределах всего месторождения.

На основе анализа и обобщения полученных результатов гидродинамических исследований установлена зависимость эффективной пористости от проницаемости для трещинных глинистых коллекторов месторождения. Средневзвешенная эффективная пористость по площади составила от 1,004 до 1,605 %.

Определение зон активного внедрения пластовых вод основывается на анализе процесса пробной эксплуатации на площадях, в результате которого установлены следующие основные положения:

- одинаковые пластовые давления для отдельных участков свидетельствуют о принадлежности площадей к единому месторождению;
- падение пластового давления в гидродинамической системе месторождения зависит от объемов отбора нефти и поступления пластовой воды из законтурной области;
- активное внедрение пластовой воды произошло тогда, когда суммарный накопленный отбор нефти превысил более чем в два раза;
- максимальное снижение пластового давления связано с добычей значительного количества воды из залежи;
- в период, когда площадь находилась в консервации, наблюдался рост пластового давления почти до первоначального (рис. 1);
- состояние гидродинамической системы месторождения зависит от внедрения подошвенных и законтурных пластовых вод: залежи нефти в хадумской и баталпашинской свитах вначале работают по упругому, а затем по упруговодонапорному режиму;

По результатам исследований установлено, что для исключения бурения эксплуатационных скважин в непродуктивных зонах месторождения необходимо проведение работ по выявлению разуплотненных зон, с которыми связаны промышленные притоки нефти, методом динамического анализа волнового поля сейсморазведки. Выполненный анализ петрофизической модели ФЕС трещиноватых глинистых коллекторов позволяет с учетом фактических данных более обоснованно пересчитать запасы нефти месторождения.

Литература:

1. Гасумов Р.А. Риски при бурении поисково-разведочных скважин в осложненных горно-геологических условиях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 26–30.
2. Гасумов Р.А. Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. – 2016. – Т. 220. – С. 556–563.
3. Гасумов Р.А. Особенности строительства глубоких скважин в осложненных горно-геологических условиях Предкавказья / Р.А. Гасумов, В.Г. Копченков, В.Т. Лукьянов, Н.Г. Федорова, С.Н. Овчаров // Наука. Инновации. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 109–118.



4. Гасумов Р.А. Инновационные решения для обеспечения проектного уровня добычи газа / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 20–27.
5. Гасумов Р.А. Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геолого-технических мероприятий разработки месторождений Восточного Предкавказья / Р.А. Гасумов, С.В. Нелепов, М.В. Нелепов, В.Г. Копченков, С.Б. Бекетов, В.И. Петренко, В.В. Федоренко, С.А. Дудаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 11. – С. 59–65.
6. Гасумов Р.А. Геологические факторы, влияющие на качество крепления скважин (на примере конкретной скважины Прибрежной группы месторождений) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 12. – С. 48–53.
7. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин, О.А. Никашев, А.А. Губайдуллин, Р.К. Ишкаев, В.М. Хусаинов. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
8. Гаттенбеггер Ю.П. Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. – М. : Недра, 1971. – 184 с.
9. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М. : Недра, 1980. – 288 с.

References:

1. Gasumov R.A. Risks when drilling explorative wells in the complicated mining-and-geological conditions // Problems of economy and management of an oil and gas complex. – 2014. – No. 9. – P. 26–30.
2. Gasumov R.A. Features of development of small fields (on the example of gas-condensate fields of the North Caucasus) // Notes of Mining institute. – 2016. – T. 220. – P. 556–563.
3. Gasumov R.A. Features of construction of deep wells in the complicated mining-and-geological conditions of Ciscaucasia / R.A. Gasumov, V.G. Kopchenkov, V.T. Lukyanov, N.G. Fedorova, S.N. Ovcharov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 109–118.
4. Gasumov R.A. Innovative solutions for ensuring design level of production of gas / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov // Oil-field business. – 2016. – No. 10. – P. 20–27.
5. Gasumov R.A. Influence of geomechanical properties of layer on success of geological and technical actions of development of fields of East Ciscaucasia / R.A. Gasumov, S.V. Nelepov, M.V. Nelepov, V.G. Kopchenkov, S.B. Beketov, V.I. Petrenko, V.V. Fedorenko, S.A. Dudaev // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2017. – No. 11. – P. 59–65.
6. Gasumov R.A. The geological factors influencing quality of fastening of wells (on the example of the concrete well of Coastal group of fields) // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2014. – No. 12. – P. 48–53.
7. Hisamov R.S. Hydrodynamic researches and methods of processing of results of measurements / R.S. Hisamov, E.I. Suleymanov, R.G. Farkhullin, O.A. Nikashev, A.A. Gubaidulin, R.K. Ishkayev, V.M. Khusainov. – М. : JSC VNIIOENG, 2000. – 228 p.
8. Gattenbegger Yu.P. Hydrogeology and hydrodynamics of underground waters. – М. : Nedra, 1971. – 184 p.
9. Maydebor V.N. Features of development of oil fields with jointed collectors. – М. : Nedra, 1980. – 288 p.