

ОЦЕНКА ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПУТЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Федорчук Максим Юрьевич

младший научный сотрудник лаборатории мониторинга промысловых исследований

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Левченко Владимир Сидорович

кандидат технических наук, начальник отдела промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Воронцова Ирина Владимировна

кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией интерпретации индикаторных исследований

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

Валиуллина Наталья Владимировна

кандидат геолого-минералогических наук

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

E-mail: nvaliullina@lukoilmn.ru.

Проблема эффективной разработки нефтенасыщенных залежей с максимальным коэффициентом извлечения пластовой продукции своей актуальности не теряет, поэтому поиск рациональных методов контроля за разработкой до настоящего времени не прекращается. В статье представлены методы гидродинамического контроля за разработкой месторождения. Представленная к публикации работа содержит материал о гидродинамической взаимосвязи скважин, установленной путем проведения трех площадных гидропрослушиваний. В работе изложен материал о гидродинамической связи низа (С) и верха (А) продуктивной части. Так же представлена информация о методах проведения и интерпретации гидродинамических исследований Южно-Хыльчюуского нефтяного месторождения. В работе показаны практические результаты исследований в процессе освоения и пробной эксплуатации, проведен сравнительный анализ. Статья содержит материал об изменении фильтрационных свойств в процессе эксплуатации месторождения, соотношении динамических емкостей на разных этапах разработки. Содержание статьи представляет научный и практический интерес для широкого круга читателей, заинтересованных в эффективной разработке нефтенасыщенных залежей с максимальным коэффициентом извлечения пластовой продукции.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, фильтрационно-емкостные параметры, трассерные исследования, поддержанием пластового давления, заводнение, межскважинные пространства

EVALUATION OF THE MAIN CHARACTERISTICS OF THE RESERVOIR BY MEANS OF HYDRODYNAMIC MONITORING

Fedorchuk Maxim Y.

Junior researcher of laboratory of monitoring of trade researches
JSC LUKOIL-Engineering Branch "Volgogradnipimorneft" in Volgograd

Levchenko Vladimir S.

Candidate of Technical Sciences, the head of department of trade geophysics and hydrodynamic researches of wells
JSC LUKOIL-Engineering Branch "Volgogradnipimorneft" in Volgograd

Vorontsova Irina V.

Candidate of geological and mineralogical sciences, the head of the laboratory of interpretation of indicator researches
JSC LUKOIL-Engineering Branch "Volgogradnipimorneft" in Volgograd

Valiullina Natalia V.

Candidate of geological and mineralogical sciences, the head of the laboratory of interpretation of hydrodynamic researches
JSC LUKOIL-Engineering Branch "Volgogradnipimorneft" in Volgograd
E-mail: nvaliullina@lukoilvmn.ru

The problem of efficient development of oil-saturated reservoir with maximum extraction of reservoir production does not lose its relevance, the search of rational methods of control over the development has not yet been terminated. The paper presents methods of monitoring the development of the hydrodynamic field. Submitted for publication work contains material on the hydrodynamic relationship well established through three areal interference. The paper set out the material on the bottom of the connectivity (C) and the top (A), the productive part. Just provide information on methods for the interpretation and hydrodynamic studies of South Khylchuyu oil field. The paper demonstrates the practical results of research in the process of development and trial operation, the comparative analysis. The article contains a material change in the flow properties of mine, the ratio of operating capacity at different stages of development. Content of the article is of scientific and practical interest for the general reader interested in the efficient development of the oil-saturated reservoir with maximum extraction of reservoir production.

Keywords: hydrodynamic studies, filtration and capacitive parameters, трассерные research, maintenance of reservoir pressure, fooding, dynamic capacity

Основной задачей данной публикации является анализ, сравнение во времени и обобщение результатов комплексного гидродинамического мониторинга скважин для получения геологической и эксплуатационной характеристики продуктивной залежи в процессе ее разработки.

Для контроля за процессом разработки залежи обработаны, проинтерпретированы и сопоставлены результаты 247 гидродинамических исследований продуктивных отложений ассельского и сакмарского ярусов в 59 скважинах Южно-Хыльчуйского месторождения в течение практически 2 лет, в том числе трех гидропрослушиваний скважин по площади и разрезу, выполненных в начальный период эксплуатации ООО «Нарьянмарнефтегаз» и ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». Обработка и интерпретация резуль-

татов проводилась с помощью программного обеспечения (ПО) «FEKETE», «SAPHIRNL» и ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» [2, 3, 4, 5, 12–15].

По результатам гидродинамического мониторинга скважин, к основным характеристикам продуктивного пласта-резервуара можно отнести:

1. **Продуктивный пласт отложений ассельско-сакмарских ярусов нижней перми представлен сложно построенным кавернозно-трещинно-поровым коллектором с преобладающей динамической емкостью матричной составляющей.** История гидродинамических исследований показывает, что в 15,5 % эксплуатационных скважин на начальном этапе разработки приток полностью обеспечивается за счет кавернозно-трещинной динамической емкости ($K_{vt} = 100$ %) продуктивного коллектора. Далее в процессе дренирования продуктивной толщи в работу включаются матричные блоки (на примере скважин 229, 231, 238, 247) и соотношение динамических емкостей, участвующих в притоке, устанавливается на уровне $K_{vt} = 15$ % и $K_{мп} = 85$ %. Приблизительно с таким же соотношением динамических емкостей работают многие скважины месторождения. Но есть и исключения. Так, в скважине 216 соотношение динамических емкостей иное. **Доминирующим режимом, обеспечивающим поток пластового флюида к скважинам (или отток нагнетаемой жидкости от скважины), является плоскорадиальный, который является основным источником информации для оценки гидродинамических параметров.** По данному участку КВД определяются величины фильтрационных параметров (гидропроводности, подвижности, проницаемости, пьезопроводности), пластового давления, обобщенного скин-фактора и его составляющих для оценки состояния призабойной зоны. Исключение составляет ряд скважин 1 и 3 куста, где наблюдаются линейные фильтрационные потоки, обеспеченные граничными условиями (скважины 228, 229), либо развитой трещиноватостью (скважины 209, 210). Так, в скважине 210 линейный режим фильтрации по протяженной трещине наблюдался в течение 46 часов. Линейный поток также характерен для работы нагнетательных скважин 217 и 263. **3. При диагностике практически всех продолжительных КВД были отмечены проявления границ пласта и граничных условий в виде открытой границы с постоянным давлением,** роль которой на данном месторождении в начале эксплуатации выполняла пластовая водонапорная система. На более позднем этапе разработки месторождения добавляются проявления процесса ППД.

4. **Исследуемые продуктивные отложения неоднородны как по разрезу, так и по напластованию.** Неоднородность по разрезу подтверждается результатами первых испытаний купольной и нижней частей продуктивного пласта. Например, в скважине 229 проницаемость коллектора в верхней части разреза равна 227,8 мД, низ продуктивной толщи обладает проницаемостью флюида. Фильтрационных параметров по каждой из скважин 257, 242, 249, 222, 223 и т.д. различных кустов подтверждает неоднородность продуктивной толщи по разрезу – фильтрационные свойства на всех участках месторождения повышаются снизу вверх.

Более высокими фильтрационными параметрами характеризуются зоны дренирования скважин 1 и 2 кустов. Так, максимальная проницаемость ($0,613 \text{ мкм}^2$) присуща зоне влияния скважины 252. В 36 % от общего количества скважин первоначальное значение проницаемости оценивается на уровне 100 мД. Бо-

лее высокая проницаемость характерна для дренируемого коллектора в радиусе влияния 19 % эксплуатационных скважин, таких как 238 (~400 мД), 247 (~350 мД), 260 (216,2 мД) 258 (236,8 мД) и т.д. Проницаемостью от 10 до 100 мД, в основном, территориально обладает продуктивный коллектор 3 куста.

Приведенные выше цифры указывают на неоднородность фильтрационных свойств по площади [1, 7, 8]

5. Существование единого нефтяного резервуара в карбонатных отложениях нижней перми было установлено впервые при площадном гидропрослушивании в марте 1992 г. возмущающей скважины 42 и реагирующих 21, 32, 36.

Наиболее четко проявления неоднородности и гидродинамической взаимосвязи продуктивных отложений наблюдались при исследовании скважин кустов (К) 1 и 2 методом гидропрослушивания в 2007 г.

Комплексные гидродинамические исследования скважин К-1 и К-2 на Южно-Хыльчуйском месторождении проводились с целью определения величины продуктивности, фильтрационных и емкостных параметров нефти и водонасыщенных коллекторов, гидродинамического единства условно выделенных пачек продуктивного пласта А (верх продуктивной толщи), В и С (низ продуктивной толщи). Все исследования оценены как технически успешные, материалы исследований имеют достаточно высокое качество.

В первом по времени гидропрослушивании (апрель 2007 г.) были задействованы семь скважин: 241 (возмущающая) и 234, 239, 246, 248, 250, 259 (реагирующие). Величины пластовых давлений на момент исследования по большинству скважин соответствовали гидростатически обеспеченному с глубинным градиентом 1,07 МПа/100 м. Снижение пластового давления отмечено в скважине 234 ($K_r = 1,02$ МПа/100 м), что свидетельствует о начале освоения залежи на упруго – водонапорном режиме. На рисунке 1 представлена схема расположения перечисленных выше скважин.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы.

На подачу импульса в скважине 241 среагировали только скважины 234 и 239.

Продуктивная пачка А в возмущающей (скважина 241) и реагирующих (234 и 239) скважинах представлена нефтенасыщенным коллектором с единой гидродинамической системой.

Фильтрационные свойства коллектора в направлении скважин 234 и 239 таковы, что позволяют импульсу от возмущающей достичь реагирующие примерно за двое суток.

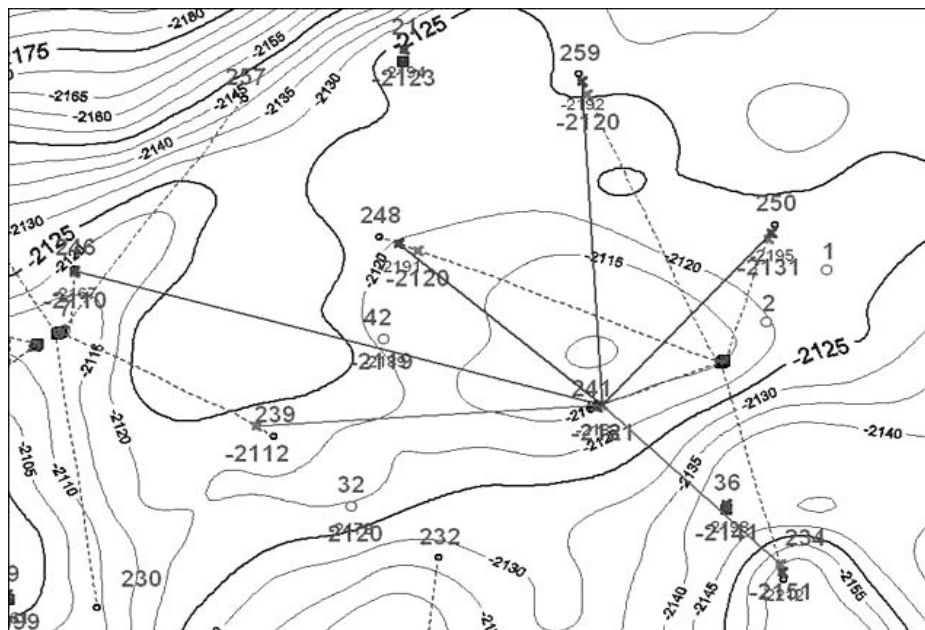
Практическое совпадение значений гидропроводности и пьезопроводности пласта по скважинам 241 и 234 указывает на однородность фильтрационных свойств коллектора по вектору подачи импульса возмущения. Среднее значение работающей толщины пласта между скважинами 241–234 составляет 39,2 м. Гидропроводности на 40 % в направлении скважины 239 при незначительном увеличении уровня пьезопроводности, свидетельствует об изменении работающей толщины пласта с 39,3 до 12,8 м, среднее значение которой по данным гидропрослушивания составляет 23,4 м.

Снижение проницаемости, наблюдаемое при прохождении импульса к скважине 239, вероятно, связано с перфорацией в этой скважине нижней части пачки А, имеющей более низкие фильтрационные свойства.

Таким образом, в изучаемом районе залежи карбонатный коллектор пачки А нижнепермских отложений имеет достаточно высокие, практически по-

стоянные фильтрационные свойства по напластованию, неоднородное строение по разрезу и гидродинамическое единство по площади и разрезу.

Приход импульса от возмущающей (241) в реагирующие скважины 246, 248, 250 и 259 с интервалами перфорации пачки С не зарегистрирован. Подобная реакция на возмущение свидетельствует об изоляции пачек А и С.



- возмущающая скважина;
- реагирующая скважина

Рис. 1. Схема расположения скважин участка Южно-Хыльчуйского месторождения (07-21.04.2007 г.)

Второе гидродинамическое исследование методом гидропрослушивания включает опытную закачку воды в возмущающую скважину 246 с интервалом перфорации пачки С и оценку реакции на нее окружающих скважин с интервалами перфорации пачки А (скважины 234, 239, 241) и пачки С (скважины 248, 250, 259). До начала гидропрослушивания все реагирующие скважины были остановлены. На рисунке 2 представлена схема расположения скважин, участвующих в данном исследовании.

Анализ результатов проведенных гидродинамических исследований указывает на отсутствие взаимодействия возмущающей скважины 246 и реагирующих скважин как пачки А (234, 239, 241), так и пачки С (248, 250, 259). Отсутствие связи пачек А и С на данном этапе подтверждает ранее сделанный вывод. Отсутствие единой гидродинамической связи в пачке С по результатам этого исследования можно объяснить низкими фильтрационными свойствами среды и ограничением времени регистрации кривых реагирования после подачи импульса [9, 10, 11].

Третье гидропрослушивание скважин Южно-Хыльчуйского месторождения было выполнено после изменения ряда интервалов перфорации по скважинам 234, 239, 246, 248, 250, 257, 259 (рис. 3).

Подача импульса в интервал перфорации возмущающей скважины 248 осуществлялась закачкой воды в нижнюю часть пачки А двумя агрегатами в течение шести суток с различной интенсивностью и временными остановками их работы. Общий объем закачки составил 4264,6 м³. Темп закачки менял-

ся во времени и в среднем равен $710 \text{ м}^3/\text{сут}$. Максимальное давление закачки на забое достигало 22,6 МПа.

Продуктивная пачка А на данном участке месторождения в возмущающей и реагирующих скважинах характеризуется как нефтенасыщенный коллектор с высокими фильтрационными свойствами и единой гидродинамической системой. Фильтрационные свойства коллектора в направлении от скважины 248 к скважинам 234, 239, 241, 246, 250 и 257 таковы, что позволяют импульсу от возмущающей скважины достичь реагирующие соответственно за 150, 33, 18, 33, 29 и 59 часов.

После подачи импульса в возмущающей скважине его приход в реагирующую скважину 259 с интервалом перфорации пачки В зарегистрировать не удалось по технической причине. Выделить отдельно реакцию пачки В по скважинам 239, 246 и 250 на возмущение пачки А, где в роли продуктивных объектов выступают интервалы совместной перфорации пачек А и В, не представляется возможным.

Для получения более полной информации о месторождении все реагирующие скважины разбиты на группы в зависимости от расположения интервалов перфорации: верх пачки А (скважины 234, 241), низ пачки А (скважина 257), А+В (скважины 239, 246, 250). Средние значения коэффициентов гидропроводности, пьезопроводности и проницаемости пачки А в направлении скважины 234 составляют – $342,6 \text{ мкм}^2\cdot\text{см}/\text{МПа}\cdot\text{с}$, $5014 \text{ см}^2/\text{с}$ и 280 мД , в направлении скважины 241, соответственно – $816,3 \text{ мкм}^2\cdot\text{см}/\text{МПа}\cdot\text{с}$, $11758 \text{ см}^2/\text{с}$ и 650 мД соответственно. Интервалы перфорации этих реагирующих скважин вскрывают верхнюю часть пачки, и приход импульса давления свидетельствует о ее гидродинамическом единстве по разрезу. Поскольку вектор подачи импульса к данным скважинам имеет практически одно и то же направление, то следует отметить неоднородность коллектора по латерали – фильтрационные свойства коллектора между скважинами 241 и 234 более низкие, что подтверждает результаты предшествующего исследования данных скважин методом гидропрослушивания.

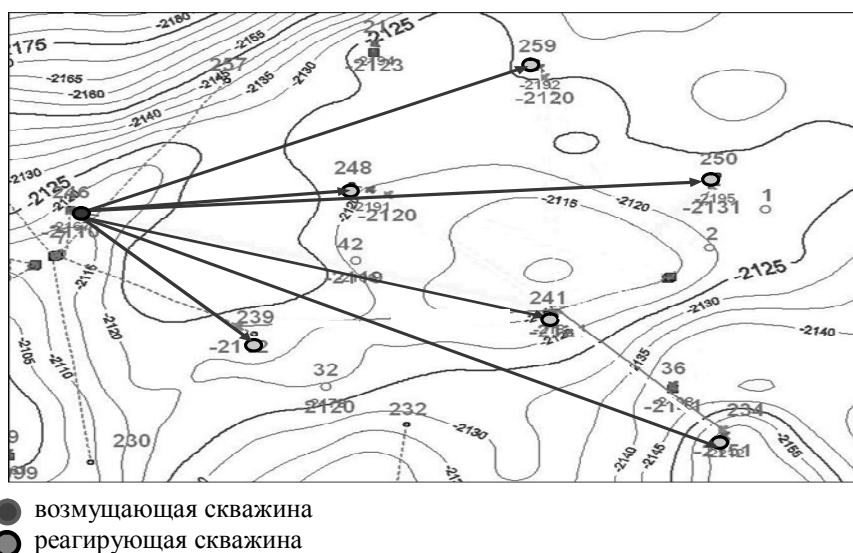
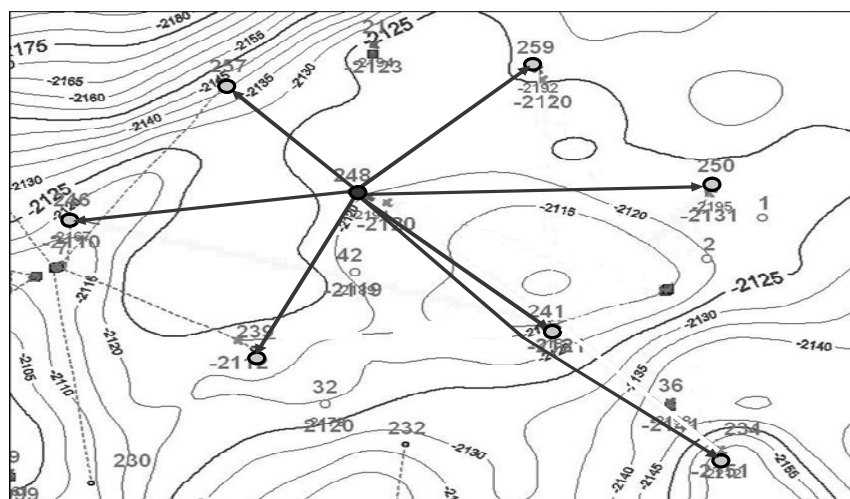


Рис. 2. Схема расположения скважин участка Южно-Хыльчуйского месторождения (20.04.2007 – 03.05.2007)

Значения средних коэффициентов гидропроводности, пьезопроводности и проницаемости пачки А в направлении скважины 257 – 580,0 мкм²·см/мПа·с, 5905 см²/с и 330 мД соответственно. Интервал перфорации этой реагирующей скважины вскрывает нижнюю часть пачки.

Полученные значения параметров по данному направлению указывают на незначительную неоднородность коллектора по разрезу – нижняя часть пачки А имеет более низкие фильтрационные свойства.



- возмущающая скважина
- реагирующая скважина

Рис. 3. Схема расположения скважин участка Южно-Хыльчунского месторождения (10.09-12.10.2007)

Средние значения фильтрационных параметров (коэффициенты гидропроводности, пьезопроводности и проницаемости) пачек А и В в направлении скважины 239 составляют – 813,0 мкм²·см/мПа·с, 6130 см²/с и 340 мД, в направлении скважины 246 – 758,0 мкм²·см/мПа·с, 9704 см²/с и 530 мД, в направлении скважины 250 – 857,3 мкм²·см/мПа·с, 11964 см²/с и 660 мД соответственно. Следует отметить практическое совпадение значений гидропроводности пласта по векторам подачи импульса. Существенное отличие значений пьезопроводности и проницаемости коллектора по этим направлениям связано с размерами каналов, передающих импульс. Средняя работающая толщина пласта между скважинами 248 – 239 составляет 39,2 м, между скважинами 248 и 246 – 23,1 м, между 248 – 250 проводящая часть коллектора равна 21,2 м.

Практическое совпадение пластовых давлений и их глубинных градиентов, определенных по участкам стабилизации забойного давления в реагирующих скважинах перед подачей импульса в возмущающей, косвенно подтверждает гидродинамическое единство залежи.

В итоге, третье гидропрослушивание скважин двух участков залежи (К-1 и К-2) свидетельствует о гидродинамическом единстве пачки А по латерали и разрезу, позволяет оценить степень неоднородности фильтрационных свойств по направлению от возмущающей 248 ко всем реагирующим скважинам, определить толщины наиболее проницаемых составляющих продуктивной части коллектора.

Эффективная продуктивная толщина коллектора по латерали в среднем составляет 21,3 м. Существенный прирост работающей толщины зарегистрирован в направлении скважин 239 и 257.

6. За прошедшие 2 года эксплуатации месторождения с ППД произошли изменения фильтрационных свойств коллектора при условном сохранении работающих толщин. Так, при работе соседних скважин 247 и 257, имеющих на начальный период освоения проницаемость на уровне 360 мД, наблюдается снижение проводимости во времени, которое на начало 2010 г. оценивается средней величиной 110 мД. Аналогичная ситуация повторяется в скважинах 229 и 223, где изменение проницаемости происходит в пределах 227,8 – 101,9 мД и 202,7 – 76,6 мД соответственно. Основной причиной служат дополнительные сопротивления за счет обводненности пласта-резервуара.

Таким образом, гидродинамический мониторинг в процессе эксплуатации позволяют заключить, что карбонатная толща продуктивных отложений представляет собой единый, гидродинамически связанный природный резервуар со сложной структурой пустотного пространства. Он характеризуется значительной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств, как по площади, так и в разрезе и определенной тенденцией увеличения фильтрационных сопротивлений по залежи в процессе ее разработки с ППД.

Список литературы

1. Шагиев Р. Г. Определение параметров пласта по графикам прослеживания давления в реагирующих скважинах / Р. Г. Шагиев // Нефть и газ. – 1960. – С. 53–59.
2. Бузинов С. Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С. Н. Бузинов, И. Д. Умрихин. – Москва : Недра, 1984. – 269 с.
3. Аметов И. М. Применение метода детерминированных моментов для обработки кривых восстановления давления при исследовании неоднородных пластов / И. М. Аметов // Труды ВНИИ. – Москва, 1977. – Вып. 61. – С. 174–181.
4. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещинных коллекторов / Т. Д. Голф-Рахт. – Москва : Недра, 1986. – 607 с.
5. Соколовский Э. В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов / Э. В. Соколовский, Г. Б. Соловьев, Ю. И. Тренчиков. – Москва : Недра, 1986. – 157 с.
6. Технология применения флуоресцентных трассеров-маркеров в нефтегазовом производстве / А. М. Никаноров, Н. М. Трунов, М. Г. Тарасов [и др.]. – Ставрополь, 1997.
7. Донцов К. М. Разработка нефтяных месторождений / К. М. Донцов. – Москва : Недра, 1977.
8. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т. Д. Голф-Рахт. – Москва : Недра, 1986.
9. Кутляров В. С. Об определении параметров трещиновато-пористых пластов по данным нестационарного притока жидкости к скважинам / В. С. Кутляров. – Москва : Недра, 1967. – Вып. 50. – С. 109–116.
10. Капцанов Б. С. Диагностирование фильтрационных моделей по КВД на основании детерминированных моментов давления / Б. С. Капцанов. – Москва, 1980. – Вып. 73. – С. 78–83.
11. Медведский Р. И. Об изменении давления в остановленной скважине пористо-трещиноватого коллектора / Р. И. Медведский. – Москва : Недра, 1968. – Вып. 34. – С. 138–143.
12. Алиев З. С. Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин, вскрывших пласты с подошвенной водой / З. С. Алиев, А. П. Власенко, Ю. П. Коротаев. – Москва, 1975. – 72 с.

13. Алиев З. С. Руководство по проектированию разработки газовых газонефтяных месторождений / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – Пермь : Печорское время, 2002. – 894 с.
14. Бан А. Определение параметров пласта трещиноватых пород по кривым восстановления давления с учетом притока жидкости после закрытия скважин / А. Бан // Изв. АН СССР, отд-ние техн. наук. – 1961. – № 6. – С. 65–70.
15. Баренблатт Г. И. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах / Г. И. Баренблатт, Ю. П. Желтов.

References

1. Shagiev R. G. Opredelenie parametrov plasta po grafikam proslezhivaniya davleniya v reagiruyushchikh skvazhinakh [Determination of reservoir pressure on schedules follow in responding wells]. *Neft i gaz*, 1960, pp. 53–59.
2. Buzinov S. N., Umrikhin I. D. Issledovanie neftyanykh i gazovykh skvazhin i plastov [Study of oil and gas wells and reservoirs]. Moscow, Nedra, 1984, 269 p.
3. Ametov I. M. Primenenie metoda determinirovannykh momentov dlya obrabotki krivykh vosstanovleniya davleniya pri issledovanii neodnorodnykh plastov [Application of the method of moments for deterministic processing pressure transient in the study of heterogeneous reservoirs]. Moscow, 1977, issue. 61, pp. 174–181.
4. Golf-Rakht T. D. Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinnykh kollektorov [Basics oilfield geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra, 1986, 607 p.
5. Sokolovskiy E. V., Solovov G. B., Trenchikov Yu. I. Indikatornye metody izucheniya neftegazonosnykh plastov [Indicator methods for the study of oil and gas reservoirs]. Moscow, Nedra, 1986, 157 p.
6. Nikanorov A. M., Trunov N. M., Tarasov M. G. Tekhnologiya primeneniya fluorestantsnykh trasserov-markerov v neftegazovom proizvodstve [The technology of fluorescent tracers markers in the oil and gas production]. Stavropol, 1997.
7. Dontsov K. M. Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [The development of oil fields]. Moscow, Nedra, 1977.
8. Golf-Rakht T. D. Osnovy neftepromyslovoy geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov [Basics oilfield geology and development of fractured reservoirs]. Moscow, Nedra, 1986.
9. Kutlyarov V. S. Ob opredelenii parametrov treshchinovato-poristykh plastov po dannym nestatsionarnogo pritoka zhidkosti k skvazhinam [Determination of parameters of fractured-porous layers according to the unsteady flow of fluid to the skvazhinam.]. Moscow, Nedra, 1967, issue. 50, pp. 109–116.
10. Kaptсанов B. S. Diagnostirovanie filtratsionnykh modeley po KVD na osnovanii determinirovannykh momentov davleniya [Diagnosing filtration models for HPC based on the determined moments of pressure]. Moscow, 1980, pp. 78–83.
11. Medvedskiy R. I. Ob izmenenii davleniya v ustanovlennoy skvazhine poristo-treshchinovotogo kollektora [On the change of pressure in the shut-in well-porous fractured reservoir]. Moscow, Nedra, 1968, pp. 138–143.
12. Aliev Z. S., Vlasenko A. P., Korotaev Yu. P. Ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin, vskryvshikh plasty s podoshvennoy vodoy [Exploitation of natural gas and gas condensate wells penetrating formations with bottom water]. Moscow, 1975, 172 p.
13. Aliev Z. S., Bondarenko V. V. Rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki gazovykh gazonefityanykh mestorozhdeniy [Manual for the development of gas gas deposits]. Perm, Pechorskoe vremya, 2002, 894 p.
14. Ban A. Opredelenie parametrov plasta treshchinovatykh porod po krivym vosstanovleniya davleniya s uchetom pritoka zhidkosti posle zakrytiya skvazhin [Definition of reservoir parameters of fractured rock along the curves of pressure recovery with the flow of fluid after the closure of wells]. 1961, no. 6, pp. 65–70.

15. Barenblatt G. I., Zheltov Yu. P. Ob osnovnykh predstavleniyakh teorii filtratsii odnorodnykh zhidkostey v treshchinovatykh porodakh [On the fundamental ideas of the theory of homogeneous filtration of liquids in fissured rocks].

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ РЕСУРСЫ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Дана оценка ресурсов нефти и газа новых месторождений Каспийского моря и различных секторов акватории. Обосновано геологическое районирование перспектив нефтегазоносности Каспийского моря. Изложены исследования запасов природного сырья в мезозойских, каменноугольных и девонских отложений северной акватории Каспийского моря, осуществлено сравнение углеводородных ресурсов с юго-западной и юго-восточной частями акватории. Результаты геологоразведочных работ в различных районах Каспийского моря, изучение параметров основных ресурсообразующих (ключевых) структур и примыкающих к ним зон с учетом всей совокупности регионально-геологических данных позволяют уточнить оценку локализованных ресурсов углеводородов. Ресурсы нефти и газа Северного Каспия в его части, принадлежащей к Прикаспийской соляной провинции, могут достигать 12200–13600 млн т УВ, из которых 8200–8700 млн т УВ тяготеет к северо-восточному побережью Каспийского (морского) поднятия, около 700-900 млн т приходится на структуры, связанные с Укатненской впадиной. При этом основной объем продуктивности связывается с подсолевыми карбонатными отложениями. Ресурсы углеводородов надсолевого комплекса оцениваются как нефтегазовые, они находятся в значительно более доступных горно-геологических условиях и содержат нефть и газ более высокого качества без сероводорода. Приведенные материалы подтверждают, что северная акватория Каспийского моря обладает высоким потенциалом нефтегазоносности. В ближайшей перспективе здесь может сформироваться крупный регион нефтегазодобычи.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, акватория, оценка, сектор, запасы, категория

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE CASPIAN SEA

Serebryakov Andrey O.

Senior Lecturer

Astrakhan State University

1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000

E-mail: geologi2007@yandex.ru

The estimation of oil and gas fields of the Caspian Sea new and different sectors of the area. Justified geological zoning perpektiv Caspian Sea oil and gas. Describes a study of natural resources in the Mesozoic, Carboniferous and Devonian deposits in the northern Caspian Sea, carried out a comparison of hydrocarbon resources in the south-western and south-eastern parts of the area. The results of exploration work in different areas of the Caspian Sea, the study of the basic parameters resursoobrazuyuschih (key) structures and adjacent areas, taking into account the totality of the regional-geological data can refine the